

# **MONOGRAFÍA DEL MERCADO INTRADIARIO CON MIRAS A LA IMPLEMENTACIÓN EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA COLOMBIANO**

**DANIEL FELIPE LÓPEZ CORTÉS**

Trabajo de grado presentado como requisito  
parcial para optar al título de  
**Ingeniero Electricista**

Director  
PhD. Harold Salazar Isaza

Pereira, Junio de 2018  
**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA**  
Programa de Ingeniería Eléctrica



Universidad Tecnológica de Pereira

## Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

PhD. Harold Salazar Isaza

---

Jurado

Pereira, Junio de 2018

MONOGRAFÍA DEL MERCADO INTRADIARIO CON MIRAS A LA IMPLEMENTACIÓN  
EN EL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA COLOMBIANO

© DANIEL FELIPE LÓPEZ CORTÉS

*dafelopez@utp.edu.co*

Pereira, Junio de 2018

Programa de Ingeniería Eléctrica

Universidad Tecnológica de Pereira

Carrera 27 No 10-02 Barrio Álamos – Risaralda – Colombia

TEL: (+57) (6)3137122

*www.utp.edu.co*

Versión web disponible en:

## **Dedicatoria**

Madre

Martha Lucía Cortés Correa por su dedicación, amor y perseverancia en cada momento de mi vida, por creer en mí y ayudarme a crecer cada día.

Tío

César Augusto Cortés Correa por ser más que un padre, un amigo que siempre ha estado para escuchar y enseñar. Por darme lecciones de cómo luchar por encima de cualquier tropiezo por lo que se quiere. Por ser un gran hombre, por aferrarse a la vida y superar cualquier adversidad.

***Gracias por el camino recorrido juntos.***

## **Agradecimiento**

Agradezco a mi madre y a mi tío por el apoyo económico y familiar para la realización de este proyecto de grado.

Al profesor Harold Salazar Isaza por su paciencia, profesionalismo y asesoría durante el pregrado, la práctica empresarial y presentación de este proyecto de grado.

Agradezco a mi padre por el apoyo económico durante el transcurso de mi pregrado y por esos buenos ratos de apoyo telefónico.

A mis amigos Aura, Daniel, Mariana, David, Henry y Felipe por su amistad, compañía y apoyo durante el pregrado.

## Contenido

Índice de Tablas .....	10
Índice de Figuras .....	11
Resumen.....	1
<i>Abstract</i> .....	1
Glosario .....	2
Introducción .....	3
Objetivos .....	4
Objetivo General .....	4
Objetivos Específicos .....	4
CAPÍTULO 1: Conceptos para Mercados en Tiempo Real.....	5
1.1    Subasta .....	6
1.1.1.    Subasta de Precio Uniforme de Oferta Cerrada .....	7
1.1.2.    Subasta de Dos Caras .....	8
1.1.3.    Funcionamiento de una Subasta Eficiente .....	8
1.1.4.    Participación de la Demanda en las Subastas de Energía .....	9
1.2    Importancia del Mercado en Tiempo Real en los Mercados Futuros .....	10
1.3    Sistema de Doble Liquidación .....	11
1.4    Mercado Intradiario .....	12
1.5    Servicios Auxiliares .....	18
1.5.1    Seguridad de la Transmisión .....	18
1.5.2    Capacidad de Encendido del Sistema “Black Start” .....	19
1.5.3    Balance de Potencia Real y Estabilidad de Frecuencia .....	20

1.5.4	Estabilidad del Voltaje .....	21
1.6	Servicios para Garantizar el Funcionamiento Económico del Sistema de Potencia .....	22
1.6.1	Despacho Económico .....	23
1.6.2.	Administración del Mercado y Aplicación Comercial.....	24
CAPÍTULO 2: Experiencias Internacionales.....		25
2.1	PJM .....	26
2.1.1	Mercado del Día Siguiente.....	28
2.1.2	Mercados en Tiempo Real.....	29
2.1.3	Procesos de Mercado en Tiempo Real .....	31
2.2	CAISO.....	32
2.2.1	Mercado del Día Siguiente.....	33
2.2.2	Mercado en Tiempo Real .....	34
2.2.3	Procesos de Mercado en Tiempo Real .....	37
2.3	NYISO .....	38
2.3.1	Mercado en Tiempo Real .....	39
2.3.2	Procesos de Mercado en Tiempo Real .....	40
2.4	Nord Pool .....	41
2.4.1	Intradiario en Forma de Subasta.....	43
2.4.2	Intradiario en Forma Continua .....	45
2.5	OMIE .....	46

2.5.1	Mercado Intradario.....	47
2.5.2	Intradario en Forma Continua .....	50
2.6	XBID.....	52
2.7	Comparación de Operadores.....	55
CAPÍTULO 3: Mercado de Energía Colombiano .....		62
3.1	Mercado Mayorista en Colombia.....	62
3.1.1	Despacho Programado.....	63
3.1.2.	Despacho Real .....	64
3.1.3.	Despacho Ideal .....	64
3.2.	Regulación de Frecuencia en el MEM.....	65
3.3.	Problemáticas Presentadas en el MEM.....	66
3.4	Propuesta de la CREG .....	67
3.4.1.	Mercado del Día Siguiente (D-1).....	67
CAPÍTULO 4: Mercado Intradario.....		69
4.1	Liquidación .....	70
4.2	Pruebas .....	70
4.3	Regulación Secundaria de Frecuencia .....	70
4.4	Análisis de la Propuesta y Requerimientos de la Implementación del Mercado Intradario.....	71
<b>Conclusiones .....</b>		<b>77</b>
<b>Bibliografía .....</b>		<b>79</b>
<b>Apéndice A: Procesos de Mercado de Tiempo Real de PJM .....</b>		<b>85</b>



Apéndice B: Procesos de Mercado de Tiempo Real de CAISO .....	86
Apéndice C: Procesos de Mercado de Tiempo Real de NYISO.....	90

## **Índice de Tablas**

Tabla 1 Horarios de subastas mercado intradiario OMIE.....	47
Tabla 2 Diseño de acoplamiento del mercado intradiario continuo y el mercado intradiario en forma de subasta. ....	51
Tabla 3 Información de ofertas del mercado XBID.....	53
Tabla 4 Apertura y cierre de transacciones de Intra-Área en XBID.....	54
Tabla 5 Apertura y cierre de transacciones de Cross-Área en XBID. ....	54
Tabla 6 Despachos, entradas, salidas e información utilizada en MEM. ....	63
Tabla 7 Parámetros para el establecimiento del servicio de regulación secundaria de frecuencia. .....	66

## Índice de Figuras

Figura 1. Características de una subasta eficiente. Fuente: [2, p. 21].....	9
Figura 2. Error en la predicción de generación eólica vs tiempo. Fuente: [5].....	13
Figura 3. Disminución del error vs tiempo para un despacho PV. Fuente: [4].....	14
Figura 4. Disminución del error, provisión y uso de servicios auxiliares y energía adquirida de turbinas eólicas debido al uso del mercado intradiario. Fuente: [6] .....	14
Figura 5. Programación de energía en la línea de tiempo de un sistema de potencia. Fuente: Propia. ....	15
Figura 6. Capacidad Instalada PJM. Fuente: [10].....	27
Figura 7. Energía renovable en el portafolio de CAISO. Fuente: [14] .....	33
Figura 8. Capacidad Instalada California ISO en Porcentaje. Fuente: [15].....	33
Figura 9. Capacidad Instalada de Generación en NYISO. Fuente: [20, p. 28] .....	38
Figura 10. Proceso de liquidación de mercados. Fuente [21]. ....	40
Figura 11: Capacidad Instalada de varios países pertenecientes a Nord Pool. Fuente: [22] .....	41
Figura 12: Cierre del mercado XBID en diferentes países. Fuente: [27].....	46
Figura 13. Capacidad Instalada OMIE. Fuente: [28] .....	46
Figura 14:Ejemplos de rampa de toma de carga y descarga presentados por el operador CAISO. Fuente: [35] .....	57
Figura 15. Sinopsis del mercado de energía colombiano actual. Fuente: [22, p. 172] .....	62

## **Resumen**

Este documento presenta un referenciamiento internacional del mercado intradiario en diferentes mercados de energía para analizar la propuesta regulatoria de la CREG hacia la implementación de este mercado en el contexto colombiano.

**Palabras claves:** Intradiario, mercado de energía, diseño de mercado, mercado del día siguiente, ofertas.

## ***Abstract***

*This document presents the intraday market's international referencing in different energy markets in order to analyze a CREG's regulatory proposal through an implementation of this market in the Colombian context.*

***Keywords:*** *Intraday, energy market, market design, day ahead, energy policy, bids.*

## Glosario

SIGLA	TRADUCCIÓN EN ESPAÑOL	SIGLA	TRADUCCIÓN EN ESPAÑOL
ADS	Sistema de Despacho Automático.	IT-SCED	Despacho económico de mediano plazo con restricciones de seguridad.
AGC	Control automático de generación.	LBMP	Precios marginales basados en localización.
ALFS	Sistema automatizado de pronóstico de carga.	LMP	precio marginal de ubicación.
API	Interfaz de programación de aplicaciones.	MEM	Mercado de energía mayorista.
ASIC	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales.	MIS	Sistema de información de mercado.
ASO	Proceso de optimización de servicios auxiliares.	MPM	Proceso de mitigación de poder de mercado.
ATC	Capacidad de transmisión disponible.	NEMO	Operador de mercado de energía nominado.
CAISO	Operador de sistema independiente de California.	NRA	Agencia de regulación nacional europea.
CAS	Sistema de Intercambio de Transacciones.	RTC	Compromiso de unidades de tiempo real.
CASS	Sistema de despeje y liquidación.	RTCD	Despacho restringido en tiempo real.
CFD	Contrato por diferencias de los precios del mercado.	RTED	Despacho económico en tiempo real.
CMRI	Interfaz de Resultados del Mercado de CAISO.	RTM	Mercado en tiempo real.
CREG	Comisión de regulación de energía y gas.	RTMD	Despacho manual en tiempo real.
DA	Mercado del día siguiente.	RTO	Operador de transmisión regional.
DOP	Punto de operación de despacho.	RT-SCED	Despacho económico en tiempo real con restricciones de seguridad.
DSM	Gestión de demanda.	RTU	Unidad de control remoto.
EIM	Mercado de imbalances de energía.	RTUC	Compromiso de unidades de tiempo real.
EUPHEMIA	Algoritmo de acoplamiento de mercados de precio único entre regiones.	SCADA	Supervisión, control y adquisición de datos.
FNCER	Fuentes no convencionales de energía renovable.	STUC	Compromiso de unidades de corto plazo.
FNM	Mercado de 15 minutos de CAISO.	TSO	Operador de sistema de transmisión.
HASP	Proceso de programación de la hora siguiente de CAISO.	UC	Compromiso de unidades.
FTR	Derecho de transmisión financiera.	VER	Recursos de energía variable.
ISO	Operador independiente del sistema.	VERCPC	Valor esperado de racionamiento de potencia a Corto Plazo.

## **Introducción**

Desde el punto de vista del mercado de energía es fundamental la consideración de mecanismos que permitan a los agentes generadores cambiar las posiciones de sus unidades y al consumidor permitirle la participación, flexibilizando el mercado de electricidad; con el fin de optimizar el beneficio social.

El mercado de energía denominado mercado intradiario permite el cambio de posición por orden de mérito de las unidades de generación [22, p. 181] por medio de nuevas ofertas que los participantes realizan en un tiempo más cercano a la operación en comparación con el mercado del día siguiente. Este mercado se viene promoviendo en el contexto colombiano por medio de una propuesta para la implementación de un despacho vinculante, a través de una resolución de la CREG del 05 de febrero del 2016 se ha producido un debate alrededor del tema que es importante resaltar y estudiar para promover el conocimiento de los mercados de energía y las consecuencias de la introducción de un mercado intradiario en el contexto colombiano.

Esta monografía del mercado intradiario en el CAPÍTULO 1: Conceptos para Mercados en Tiempo Real contextualiza al lector en conceptos de mercados de tiempo real eléctrico, posteriormente en CAPÍTULO 2: Experiencias Internacionales expone la utilización de este nuevo mercado en los mercados de PJM, CAISO, NYISO, Nord Pool, OMIE, XBID haciendo una comparación entre estos y su relación con el contexto de cada uno de ellos desde el punto de vista de la matriz energética y las necesidades durante la operación del sistema eléctrico. Finalmente, en el CAPÍTULO 3: Mercado de Energía Colombiano y CAPÍTULO 4: Mercado Intradiario se expone la propuesta regulatoria ya mencionada, un análisis de esta y los requerimientos necesarios para la implementación del mercado intradiario.

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

Realizar un referenciamiento de diseños de mercado intradiario que se puedan implementar en Colombia.

### **Objetivos Específicos**

- Explicar los procesos de mercado de corto plazo y tiempo real de varios operadores de mercado de electricidad.
- Describir las ventajas y desventajas de la implementación de un mercado intradiario de energía en Colombia según documento CREG - 004B.
- Establecer recomendaciones para la implementación del mercado intradiario en el mercado eléctrico de Colombia.

## **CAPÍTULO 1: Conceptos para Mercados en Tiempo Real**

De acuerdo con [1] desde los años de 1980 los economistas empezaron a advertir que el modelo monopolista que era común encontrar en el servicio de energía debería ser reestructurado puesto que se incurría en ineficiencia e inversiones innecesarias. En consecuencia diferentes mecanismos de mercado empezaron a desarrollarse para reemplazar el clásico modelo verticalmente integrado, esto implicaba que la generación, la transmisión y la distribución dejarían de pertenecer a un único operador, hasta llegar en la actualidad a modelos de competencia al por menor, en donde cada compañía maximiza los beneficios que le entrega al mercado, cada servicio se encuentra debidamente establecido, diferenciado y remunerado siguiendo unas reglas que son sujetas a verificaciones constantes, mejorando la eficiencia económica.

Desde el punto de vista de eficiencia energética, la nueva ola de energías renovables intensificó la necesidad de nuevos mercados parecidos a mercados de corto plazo como el mercado de la semana siguiente o el mercado del día siguiente que son bien conocidos y definidos en la literatura. Estos mecanismos están basados en subastas puesto que permiten su despeje en un corto plazo y la coordinación del operador del sistema de la generación y la demanda para garantizar que la frecuencia se encuentre en la banda de tolerancia teniendo en cuenta los participantes.

Estos nuevos mercados deberían responder rápidamente a las necesidades de las unidades de generación y la demanda. Por tanto, este capítulo presenta la subasta como un mecanismo de eficiencia en las prácticas de un mercado de energía de corto plazo, su relación con la energía primaria de los diferentes recursos de generación, para luego introducir los tipos de subastas utilizadas en el diseño de mercados cercanos a la operación en tiempo real por las cualidades que presentan en aspectos de eficiencia, competencia, equilibrio y reglas de funcionamiento. Posterior a esto se define el mercado intradiario como la solución a problemas de incertidumbre financiera,



operativa y energética cercanos a la operación y finalmente se realiza una caracterización de los servicios auxiliares, complementarios y administrativos teniendo en cuenta su relevancia en el diseño de un mercado intradiario.

### **1.1 Subasta**

Una subasta según [2, p. 4] es “un procedimiento de asignación basado en un criterio de evaluación específico, especificado por el subastador, y un conjunto predefinido de reglas públicamente disponibles diseñado para asignar o adjudicar objetos o productos sobre la base de una oferta financiera.”. Desde el punto de vista de un participante, este puede entenderse como Nash lo plantea, según Nash la subasta es un juego en el cual el equilibrio se encuentra cuando ninguno de los participantes está dispuesto a cambiar su posición, y en este todos están tratando de maximizar sus utilidades. Para maximizar las utilidades, los participantes realizan optimizaciones en el largo plazo que puede ser materializada gracias al control que pueden realizar de las energías primarias que utilizan para la generación de energía eléctrica.

Desde el punto de vista eléctrico, en una subasta se realiza una asignación de capacidad o energía a un oferente, utilizando procesos previamente definidos, que promueven la competencia y disminuyen el desbalance carga-generación al contar con un programa de generación factible y que tiene en cuenta las condiciones del sistema de potencia.

Toda subasta cuenta con tres elementos fundamentales:

- Ofertas: estas pueden ser tan simples como una cantidad o un precio, pasando por una cantidad máxima o mínima de tramos hasta contar con curvas de ofertas que tienen cada una pendiente que determina la posición deseada de los participantes, las características

físicas de los recursos de generación y que se encuentra dentro de unos parámetros previamente definidos por el regulador.

- Despeje: por medio de un método que permite establecer las cantidades asignadas a cada uno de los participantes de acuerdo a sus ofertas, utilizando reglas para su determinación y la utilización de las restricciones supeditadas por las condiciones del sistema de potencia, las normas operativas y las tecnicidades de los recursos de generación.
- Establecimiento de precio: por medio de la intersección de la curva agregada de generación y la demanda pronosticada.

Dentro de los productos que se transan en un mercado de energía mayorista es posible encontrar energía, capacidad, servicios auxiliares, derechos de transmisión, entre otros.

#### ***1.1.1. Subasta de Precio Uniforme de Oferta Cerrada***

En este tipo de subastas, cada generador se comporta como un agregador de energía, suministrando una oferta en función de cantidad y precio para crear una curva de generación agregada organizada de forma ascendente. Determinando el precio y las ofertas aceptadas al interceptar está con el pronóstico de demanda. Siendo el precio del mercado, la oferta de precio hecha por el generador que queda como marginal y las ofertas aceptadas las que se encuentran por debajo de este precio y que cumplen con las restricciones del mercado, del sistema de potencia y de las reglas operativas de este.

Para un participante la participación en este tipo de subastas solo implica el envío de una oferta compuesta por cantidad y precio, resultando en bajo costo para este. Sin embargo, el sistema debe seguir teniendo en cuenta unidades que podrían no ser tan eficientes pero que deberían entrar en línea para satisfacer los volúmenes energéticos y que deberían encontrarse marginando en el

sistema de potencia sin prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia, aumentando el costo de operación del sistema de potencia.

Como lo evidencia [2] cuando menciona: “Un problema latente en muchas subastas es la falta de una fuerte competencia. Con los licitadores tratando de utilizar cualquier información disponible para coordinar sus ofertas y aumentar el precio final de la subasta” (p 9).

### ***1.1.2. Subasta de Dos Caras***

Tanto la generación como la demanda ofertan, pero esta funciona con el emparejamiento entre ofertas de generación y demanda, actuando como un mercado de ofertas de generación y demanda unitarias; permitiendo encontrar los generadores más económicos que podrían suplir a la demanda que a su vez responde a señales de mercado. Desde el punto de vista de tiempo de despeje, este tipo de subastas permite una mayor autonomía a los participantes puesto que solo hace falta una contra parte para despejar la oferta.

Según [2, p. 18], la subasta de dos caras disminuye el poder de mercado y aumenta el bienestar social, lo cual es especialmente beneficioso cuando existen problemas de eficiencia y capacidad de generación, puesto que permite disminuir la demanda de energía utilizando mecanismos de respuesta a la demanda que pueden ser desarrollados en este tipo de subastas y disminuyendo el costo total del mercado. Es decir, la participación de la demanda sirve como un formador de precios en función de las señales del mercado o las necesidades de esta.

### ***1.1.3. Funcionamiento de una Subasta Eficiente***

Una subasta bien diseñada debe ser justa, garantizar un óptimo uso de recursos y permitir una solución para seleccionar las ofertas que cumplan con ciertas características predefinidas; esto se

logra, como lo menciona [2] al afirmar: “Un buen diseño de subasta obtiene información de los licitadores con respecto a su disposición a producir el producto a adquirir. También debe reducir al mínimo los costos de transacción y estimular la competencia” (p 20).

Las características principales para que una subasta sea eficiente que son relevantes para la elaboración de esta monografía son las siguientes y que fueron empleados por [2, p. 21] en su análisis de subastas eficientes.



*Figura 1. Características de una subasta eficiente. Fuente: [2, p. 21]*

#### ***1.1.4. Participación de la Demanda en las Subastas de Energía***

La participación de los consumidores se realiza por medio de compromisos físicos para la reducción de carga y permitir la intersección entre las curvas de generación y la demanda en un punto óptimo si se realiza de manera apropiada. Debido a que se trata de los mismos productos, energía y capacidad, los consumidores deben contar con los mismos beneficios, utilizar un mecanismo de subasta siguiendo las normas preestablecidas en la regulación y estableciéndose un

precio de mercado con respecto al cual serán liquidadas sus posiciones si se trata de una subasta de precio uniforme de oferta cerrada o precios unitarios en el caso de una subasta de dos caras. Además, al ser un participante más en el mercado de energía, en principio debería contar con las mismas garantías y capacidad de participación para garantizar la equidad entre todos los partícipes. Todo esto si cuentan con las condiciones técnicas apropiadas para los diferentes mecanismos de desconexión o reducción de carga.

### **1.2 Importancia del Mercado en Tiempo Real en los Mercados Futuros**

El mercado en tiempo real al ser un mercado físico, tiene en cuenta la demanda real y por tanto evidencia la voluntad de esta a pesar de que no cuente con flexibilidad esperada en la actualidad en los mercados de energía. Por tanto este mercado sirve como guía de precios, evita la volatilidad y especulación para los mercados futuros si se logran enviar las señales adecuadas. De ser así, un mercado futuro puede definirse como un estimativo del precio, costo y cantidad del mercado en tiempo real; Por tanto, es necesario que estas señales sean correctamente establecidas en los mercado de energía de futuros para que estos cuenten con información veraz, actualizada y pertinente para la toma de decisiones de los participantes; disminuyendo a su vez el riesgo de participación si no se cuenta con las herramientas adecuadas como los CFD o FTR. Como mecanismo para el envío adecuado de señales entre mercados es necesario un sistema que permita igualar los compromisos adquiridos en diferentes mercados para establecer una correcta liquidación e imparcialidad entre ellos.

### 1.3 Sistema de Doble Liquidación

El sistema de doble liquidación representa las variaciones del precio del mercado en tiempo real en los mercados futuros, ayuda a disminuir la incertidumbre y por tanto el riesgo asociado a la participación en los mercados. Este determina la diferencia entre dos mercados, como el mercado en tiempo real y el mercado intradiario.

En él se establecen los ingresos o costos percibidos por los participantes de dos mercados con el fin de liquidar de acuerdo con el precio de cierre de cada mercado, teniendo en cuenta los compromisos adquiridos en cada uno de ellos, de tal manera que iguala los ingresos o costos de los participantes en ambos mercados.

$$\text{Ingresos de un generador} = Q_1 \times P_1 + (Q_0 - Q_1) \times P_0 \quad (1)$$

La ecuación ( 1) representa el pago a un generador por concepto de obligación en un mercado previo 1 y un pago por la diferencia entre la cantidad comprometidas en el mercado 1 y la cantidad establecida en mercado siguiente 0. Siendo una venta en el mercado 1 igual a una venta en el mercado 0.

El comportamiento de los generadores con el sistema de doble liquidación será como se evidencia en [3, p. 210] al establecer que “los generadores al buscar maximizar sus utilidades, solo se interesan por garantizar una  $Q_0$  que permita maximizar sus ingresos y como consecuencia el generador continuara comportándose como si no existiera un mercado futuro.” Es importante resaltar que esto solo aplica para mercados competitivos, en los cuales la cantidad de productores es amplia y la posibilidad de ejercer poder de mercado está debidamente penalizada y por tanto los generadores no pueden afectar el precio del mercado DA o cualquier otro mercado cercano al tiempo real. De esta manera, el mayor interesado en los mercados de corto plazo serían las unidades de generación que tienen incertidumbre en cuanto a su potencial de generación por la energía

primaria que utilizan; tal es el caso de los pronósticos de viento, radiación y nubes, para los generadores eólicos o solares, o por los generadores que presenten algún problema de operatividad en un momento cercano a la operación en tiempo real y que fueron despachados en el o los mercados anteriores y que por tanto tienen compromisos financieros y su posición no les permiten maximizar sus utilidades.

Es importante resaltar la importancia de mecanismos de cambio de posiciones de los participantes con el fin de garantizar la operación a mínimo costo teniendo en cuenta la disposición de ofertar de los participantes en diferentes etapas de la escala de tiempo preoperativa en conjunto con las condiciones del sistema eléctrico de potencia.

#### **1.4 Mercado Intradiario**

El mercado intradiario es uno de los mercados del mercado de energía mayorista que funciona en forma de subasta o de manera continua, es denominado un mercado de corto plazo debido a que se implementa unas horas antes de la operación en tiempo real con el fin de que los participantes cambien la posición de sus unidades bien sea por una mala predicción de sus niveles de generación en la oferta previa, aumentar sus ganancias o puedan salir despachadas y para que el operador del mercado realice un despacho de las plantas o unidades de generación con base en las últimas ofertas de los participantes en miras de nueva información, más confiable y precisa, esta información puede incluir la materialización de algún evento inesperado que cambie sustancialmente la topología del sistema eléctrico, modificando las restricciones del proceso de optimización y volviendo el programa de generación previo infactible, logrando garantizar seguridad y confiabilidad a mínimo costo y actualizando el mercado para la siguiente ronda de ofertas.

El mercado intradiario tiene en cuenta los cambios topológicos, las condiciones operativas de los recursos de generación y la disponibilidad a pagar de la demanda si existen programas de desconexión o reducción de carga, proporcionando flexibilidad. Como ejemplo se puede mencionar la indisponibilidad de una unidad o recurso que se encontraba programada en el programa de generación, fallo, sobrecarga, caída de una línea de transmisión que afecte el flujo de potencia de manera significativa, modificaciones en el nivel de importaciones y exportaciones. De la misma forma, los recursos de generación dependen muchas veces de variables naturales que por sus características son incontrolables y difíciles de predecir hasta unas horas antes de la operación, como en el caso de la velocidad del viento para un recurso eólico, en la Figura 2 se evidencia el error en la predicción de la generación en función del tiempo, horas previas a la operación en tiempo real para recursos que se encuentran en la costa, en la planicie y en un área controlada. La generación fotovoltaica presenta el mismo tecnicismo como lo evidencia [4] al plantear que cuando se usan imágenes satelitales para predecir el movimiento de las nubes en las horas previas al despacho se logra una mejor predicción del recurso de generación solar. En la Figura 3 se evidencia como las variables que intervienen en lograr una mejora en el aprovechamiento de la radiación disminuyen su incertidumbre en horas cercanas a la operación en tiempo real.

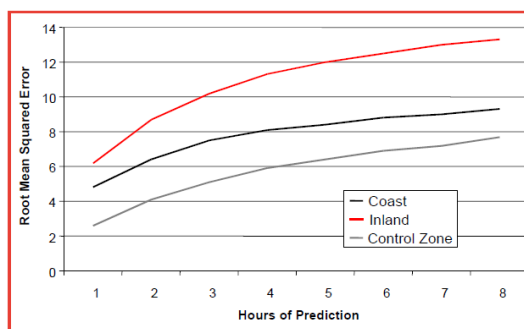


Figura 2. Error en la predicción de generación eólica vs tiempo. Fuente: [5]



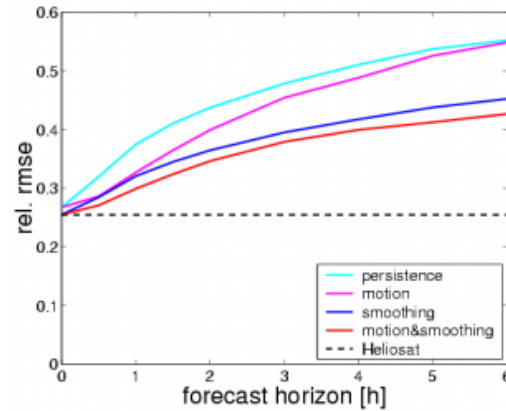


Figura 3. Disminución del error vs tiempo para un despacho PV. Fuente: [4]

Finalmente, en la Figura 4 se evidencia como el error producido por la incertidumbre del recurso eólico es disminuido gracias a la implementación del mercado intradiario, a la derecha, en azul se evidencia la energía que no había sido comprometida en un mercado previo y que fue necesaria para garantizar el balance carga-generación, por otro lado, en rojo claro se evidencia bien sea la capacidad de servicios auxiliares transadas en este o en un mercado previo y su respectivo uso para mantener la frecuencia en el rango de seguridad durante el momento de la operación en color rojo oscuro. Es de notar que esta gráfica funciona en general para cualquier implementación de mercado intradiario y no depende necesariamente del tipo de recurso.

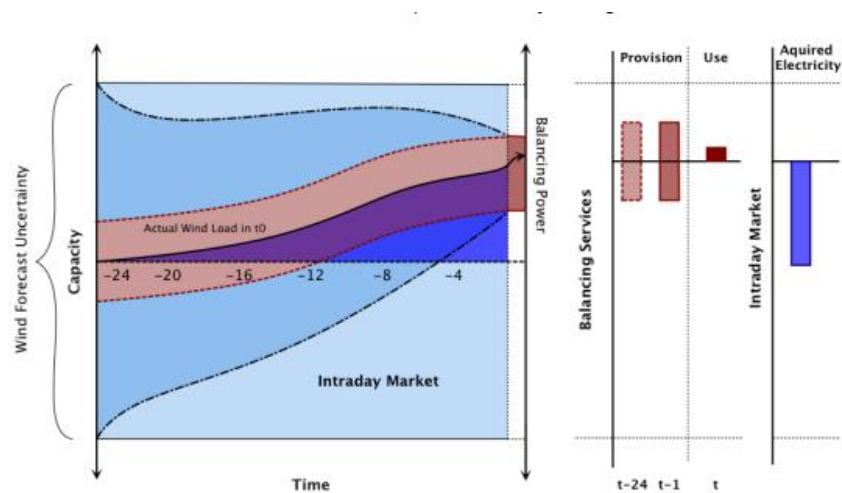
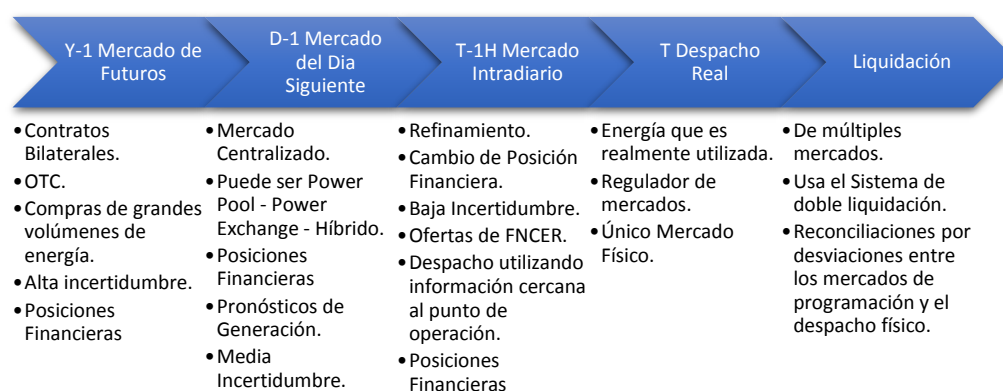


Figura 4. Disminución del error, provisión y uso de servicios auxiliares y energía adquirida de turbinas eólicas debido al uso del mercado intradiario. Fuente: [6]

Teniendo en cuenta al momento en el cual se da la disminución del error y sabiendo que este es atendido por el mercado intradiario, la Figura 5 permite evidenciar el momento preciso en la línea de tiempo en donde este mercado debe operar. De izquierda a derecha se muestra que un año antes de la operación, se realiza una compra de energía en grandes volúmenes con el fin de cubrir las posiciones físicas de los participantes y la especulación por medio de contratos bilaterales. Entre un mes antes y un día antes de la operación, dependiendo del mercado de energía, es una característica común encontrar mercados centralizados en los cuales los participantes ajustan o reajustan sus posiciones de acuerdo a una mayor certidumbre tanto del pronóstico de demandas como del estado de las unidades de generación con respecto a su operatividad o energía primaria, para finalmente unas horas antes de la operación en tiempo real, el mercado intradiario pueda realizar la tarea de refinar los recursos de generación con la información actualizada del estado del sistema de potencia y las últimas ofertas de los participantes del mercado de energía. Es probable que la implementación del mercado intradiario traiga consigo la asignación de regulación terciaria o secundaria, esto dependerá del diseño del mercado y una vez implementado, acorde con las necesidades específicas del sistema de potencia y las regulaciones del país.



*Figura 5. Programación de energía en la línea de tiempo de un sistema de potencia. Fuente: Propia.*

La flexibilidad y refinamiento que brinda a los participantes el mercado intradiario es producto de la explotación de oportunidad al tranzar en un mercado cercano a la operación como producto

de cambios en la generación, demanda esperada, o la necesidad de cambiar sus posiciones para satisfacer el déficit de participación en el mercado debido a cambios en las predicciones o el estado operativo de la unidad o recurso de generación; brindando a su vez, disminución del riesgo al cual se encuentran expuestos los participantes en comparación de un mercado en el cual no puedan cambiar sus posiciones unas horas antes de la operación sin ser penalizados.

Desde el punto de vista de las FNCER en un mercado intradiario, estos están en la capacidad de coordinar sus recursos de generación a los puntos de operación deseados para ser tenidos en cuenta para el despeje del mercado con el fin de salir despachados en el programa de generación producto del intradiario y la entrega en el momento de la operación, obteniendo una rentabilidad mayor al conjugar el mercado y la entrega física y beneficiando el rol del operador del sistema a coordinar la generación y la demanda, disminuyendo la posibilidad de que se quede sin reserva secundaria y necesite hacer uso de reserva rodante que en cualquier caso incrementa el costo total de operación del sistema de potencia. De igual modo, debido a que no solo las unidades de generación intermitente se encuentran influenciadas por su incertidumbre, que como ya se mencionó, está asociada a la energía primaria con la cual realizan la conversión a energía eléctrica, sino también, el sistema se encuentra incierto con respecto a las restricciones de tipo eléctrico u operativo con las cuales se verá enfrentado en el momento de la operación. El operador del sistema debe garantizar la operación de este por medio del encendido de generación costosa, también llamada generación forzada que permita suplir las necesidades de carga del sistema en el momento de operación.

El mercado intradiario debe entregar las señales correctas con la información precisa para prender o mantener las unidades necesarias que suplan la demanda, abriéndose la posibilidad de disminuir el costo de operación del sistema con una optimización que presenta unas restricciones

más parecidas a las de la operación en tiempo real. A su vez, como se mencionó anteriormente, debe ser *ex ante* puesto que posibilita como se expuso, el cambio de posiciones por orden de mérito y la alteración del costo total de operación del sistema con compromisos financieros, al mismo tiempo favorece la participación de la demanda al establecer precios de desconexión con los grandes consumidores basados en los precios de cierre del mercado. Este, por el contrario, puede servir solo como un mercado indicativo que se utiliza para garantizar confiabilidad en cuanto a contar con las unidades disponibles para que otro mercado aún más cercano en la operación, como otro mercado intradiario o mercado en tiempo real pueda llevar a cabo los compromisos financieros y/o físicos.

El precio de despeje del mercado *ex ante* trae consigo productos financieros de cobertura que permiten una mejor toma de decisiones a los participantes interesados en disminuir los riesgos producto de su actividad económica, no solo aumentando la liquidez del mercado y la entrada de nuevos participantes, sino también diversificando los mercados y la inversión.

Contar con ofertas nuevas en horas cercanas a la operación permite al mercado tener una mayor flexibilidad en el precio puesto que la oferta realizada un día antes de la operación por los participantes trae asociado un costo debido a la incertidumbre de la operación en tiempo real.

Por otro lado, es claro que la determinación del precio debe ser independiente de las condiciones topológicas del sistema de potencia ya que los agentes solo deben ser responsables y ser remunerados en favor de sus inversiones y no de acuerdo con la infraestructura del sistema de transmisión y distribución. Aunque es importante resaltar que a pesar de que el precio se calcula a nodo único, el despacho programado al final de la subasta debe contener las restricciones del sistema de potencia, incrementando el costo total de la operación.

## **1.5 Servicios Auxiliares**

Los servicios auxiliares son fundamentales para garantizar una operación segura y confiable, entender el rol de cada uno de ellos en la operación y la manera como estos interactúan con el mercado de corto plazo es clave para la introducción de un mercado del día siguiente y un mercado intradiario. Son necesarios seis servicios complementarios para garantizar confiabilidad y seguridad en la producción. Cada país toma la decisión de que servicios serán de libre competencia y cuáles serán monopolios.

### ***1.5.1 Seguridad de la Transmisión***

En el tiempo real una gran variedad de eventos se puede presentar que afectan el flujo de potencia, afectando las restricciones tenidas en cuenta en la programación de la operación. El operador del sistema de potencia debe hacer uso de la información más reciente y el programa de generación para garantizar la operación, seguridad y confiabilidad, por tanto, la programación y el despacho de las unidades de generación es considerado un servicio auxiliar en la medida en la que permite coordinar las unidades de generación con el fin de que el servicio de electricidad sea satisfecho para todos los consumidores y se garantice la seguridad al sistema de potencia.

Desde el punto de vista económico, en varios países existen derechos de transmisión que deben ser comprados por agentes generadores o comercializadores con el fin de garantizar el flujo de potencia de un punto a otro, este u otros mercados centralizados pueden ayudar a disminuir el costo total de operación y garantizar el óptimo uso de los recursos y de los activos de sistema de potencia. Sin embargo, desde el punto de vista operativo no es necesario un mercado, dado que es el operador quien debe garantizar una operación segura y confiable, garantizando que los límites de transmisión no sean sobrepasados y que el programa de generación no sobrepase las capacidades

técnicas de las unidades de generación. Por tanto, este tipo de mercados son solo herramientas económicas y no obligaciones intrínsecas de la operación de un sistema de potencia, en consecuencia, un mercado puede ser de ayuda económica para los participantes y el operador del sistema, pero no es vital para la operación. De acuerdo con lo mencionado, el problema en la seguridad de la red en el corto plazo desde el punto de vista económico podría definirse como la necesidad de exponer en el mercado las características operativas del sistema de potencia al momento de interés con el fin de que los participantes puedan realizar las transacciones apropiadas.

De acuerdo al tipo de mercado de energía del cual se trate, existen diferentes soluciones a esta problemática, tal es el caso de cancelar contratos bilaterales preestablecidos entre dos nodos o la reducción del precio de energía cuando existe mercados de muy corto plazo con precios nodales, también un mercado de muy corto plazo con precio único sería beneficioso si pudiera disminuir el costo de operación para el resto del día operativo y aliviara las limitaciones de la red, como en el caso de un mercado intradiario.

### **1.5.2 Capacidad de Encendido del Sistema “Black Start”**

El servicio de *Black-Start* es un servicio ofrecido por generadores designados (llamadas unidades de Arranque Negro) que son capaces de restaurar la electricidad en la red sin usar señales externas como se evidencia en [7]. Es decir, estos generadores no requieren señales exteriores para entrar en funcionamiento, por lo general son generadores robustos o de gran capacidad. Este servicio no es relevante para la implementación de un mercado intradiario puesto que ese puede ser contratado con una antelación mayor.

### ***1.5.3 Balance de Potencia Real y Estabilidad de Frecuencia***

"Ya que el RTM está mirando hacia adelante, el AGC es principalmente un control en lugar de un servicio auxiliar, como el AGC sale del DOP, responde a la frecuencia y a las decisiones de intercambio neto, temporalmente suministra o consume energía para balancear el sistema de potencia" [8, p. 197]

Para mantener la frecuencia del sistema y por tanto la seguridad y la confiabilidad es necesario contar con unidades que permitan inyectar potencia activa en diferentes puntos de la red con el fin de equilibrar la generación y la demanda, estas unidades deben estar sincronizadas con el operador del sistema, es decir, deben contar con una serie de requisitos técnicos tales como una velocidad de toma de carga determinada, protocolos de comunicación con el sistema SCADA por medio de las RTU con el fin de enviar y recibir señales para aumentar o reducir la potencia inyectada a la red, controlando la frecuencia del sistema de potencia en una banda de tolerancia con respecto a un *Set Point*. A este servicio se le conoce como AGC, el cual por medio de la utilización de un algoritmo que calcula el error de control de área, envía señales que permiten equilibrar la carga-generación y estabilizar la frecuencia, concentrándose principalmente en las pequeñas variaciones aleatorias.

La relación de potencia activa-frecuencia funciona así: si la cantidad generada supera a la cantidad demandada la frecuencia tendera a aumentar, de la misma manera si la cantidad de energía generada es superada por la cantidad demandada la frecuencia tendera a disminuir.

Las razones por las cuales la frecuencia varía son las siguientes:

- Fluctuaciones de carga.
- Variación de generadores.
- Eventos inesperados.

Adicional al AGC que se utiliza constantemente en tiempo real, en ciertos países existen diferentes mecanismos que se encargan de liberar la holgura utilizada del AGC o reemplazar a los generadores que se encuentran marginando con el fin de disminuir el costo total de operación del sistema, a veces estos mecanismos son implementados a través de mercados llamados coloquialmente de reservas o capacidad y se clasifican de acuerdo al tiempo de uso en la operación del sistema de la siguiente forma: una de corta duración (cinco-diez-quince minutos), media duración (treinta minutos) y larga duración (reservas de remplazo). Por otro lado, otro tipo de servicios, tales como demanda desconectable o control directo de la carga, respuesta del gobernador de velocidad de las unidades de generación pueden entrar dentro de los métodos de variación de potencia suministrada o absorbida de la red, variando la frecuencia y por tanto sirviendo de igual modo como mecanismos de balance de potencia.

#### ***1.5.4 Estabilidad del Voltaje***

Según [9, p. 1390] la estabilidad del voltaje se define como “la capacidad de un sistema de potencia para mantener los voltajes constantes en todos los buses del sistema después de haber sido sometido a una perturbación a partir de una condición operativa inicial dada.”, Ahora bien, la principal consecuencia de la inestabilidad del voltaje es la pérdida de demanda en el sistema de potencia ya que dada la necesidad de mantener los niveles de voltaje dentro de los rangos establecidos y con el fin de evitar daños en los dispositivos de uso final, pérdida de datos, interrupción de los procesos productivos o desconexión de cargas críticas o sensibles, es necesario la desconexión de ciertas cargas para evitar los daños mencionados. La pérdida de la estabilidad de voltaje puede ser producto de la caída de una línea de transmisión o unidad síncrona, operación de las protecciones y en consecuencia un aumento o disminución excesivo de los niveles de voltaje,



materialización de una contingencia, sobre aumento en la demanda de potencia reactiva, y líneas de voltaje abiertas en uno de sus extremos.

En el caso colombiano se debe garantizar que los niveles de tensión se encuentren entre 0.9 - 1.05 *pu* para 500 KV y 0.9 - 1.1 *pu* para 230 KV y 115 KV. Un día antes de la operación, y durante el análisis eléctrico en el proceso del despacho o redespacho, se tienen en cuenta los niveles de tensión de los elementos y se establece un *set-point* para los elementos de inyección de reactivos con el fin de garantizar que los nodos de inyección de estos elementos y las unidades de generación mantengan el sistema en los niveles deseados.

Los elementos del sistema de potencia que inyectan reactivos al sistema eléctrico son:

- Capacitores
- STATCOM's
- SVC's
- Unidades de generación.

En el caso colombiano todos los recursos de generación deben contribuir al control de voltaje.

## **1.6 Servicios para Garantizar el Funcionamiento Económico del Sistema de Potencia**

Los siguientes servicios permiten establecer un balance entre los participantes del mercado de energía teniendo en cuenta técnicas computacionales que optimizan los recursos que atienden a la demanda y la recopilación de información para liquidar y permitirle al regulador y administrador del sistema de potencia realizar su labor.

### ***1.6.1 Despacho Económico***

El despacho económico se define en [3] como “Usar los generadores correctos en la cantidad correcta en el tiempo correcto con el fin de minimizar el costo total de producción”. Este se realiza con las ofertas o con los costos de operación de los generadores con el fin de reducir el costo total de la prestación del servicio de energía teniendo en cuenta las restricciones eléctricas, técnicas y operativas, es decir, teniendo en cuenta las limitaciones técnicas de las diferentes tecnologías de generación de las que se compone el parque generador. Por ejemplo, el tiempo mínimo de generación, tiempo de arranque, tiempo de parada, tiempo mínimo fuera de línea, tipo de combustible son algunas de las características que presentan las unidades térmicas. De igual manera restricciones como soporte de tensiones, estabilidad y sobrecargas son restricciones operativas y eléctricas que deben ser tenidas en cuenta para garantizar una operación segura y confiable.

Es posible encontrar mercados de despacho económico sencillo que utilizan las ofertas de los generadores, caracterizadas por disponibilidad y precio, hasta la utilización en tiempo real de ofertas de generación y demanda para establecer un despacho económico con restricciones de seguridad y precios nodales que se materializa cada 5 minutos.

Es posible notar que son numerosas las posibilidades de selección de ejecución de la subasta y ofertas a implementar para establecer el programa de generación, por lo cual y teniendo en cuenta los comentarios presentados por los expertos internacionales Luciano de Castro, David Harbord y Niels Henrik Von De Fehr, no es necesaria la modificación de la estructura de subastas y el tipo de ofertas del mercado de energía mayorista colombiano ya que no ha presentado mayores complicaciones hasta el momento, un cambio podría implicar un costo muy alto para el país y la modificación de las ofertas podría complicar el despeje del mercado. La necesidad de un sistema

más complejo de ofertas surge de un matriz de energía con un mayor grado de generación térmica por la no convexidad de los costos de generación como se menciona en [3, p. 258] siendo necesario aumentar la convergencia, pero en una matriz energética con predominancia hidráulica dichas modificaciones son innecesarias.

### ***1.6.2. Administración del Mercado y Aplicación Comercial***

Es un servicio de contabilidad y control que permite la administración del mercado y la correcta liquidación. En el sistema de potencia es necesaria una medición rigurosa con el fin de supervisar el comportamiento de cada participante; este servicio utiliza un sistema llamado “*System of trade enforcement*”, según [3, p. 235] este tiene tres pasos como se muestra a continuación:

1. Registro de todas las transacciones.
2. Medición de los flujos de potencia a través de las fronteras comerciales.
3. Generar cargos a los agentes.

Cada uno de los pasos es realizado por la autoridad competente, en caso colombiano por medio de la ASIC y LAC, filiales de XM y encargada de la administración financiera del sistema. Si es necesario tener en cuenta las reglas de liquidación del mercado diseñado, las cuales estarán basadas en el sistema de doble liquidación presentado al principio de este documento con el fin de liquidar a los participantes del MEM y unas reglas específicas de acuerdo con el tipo de generador del que se trate, pero que no cambiarán con la propuesta regulatoria de la CREG.

## **CAPÍTULO 2: Experiencias Internacionales**

Los generadores y consumidores participantes son los encargados de determinar el precio por medio de las ofertas y el operador es el encargado de garantizar el equilibrio; pero la incapacidad de establecer valores exactos de consumo de energía y los lugares en los cuales se consume esta; debido a que los pronósticos no siempre se materializan y están sujetos a eventos inesperados, trae consigo la necesidad de que el operador utilice mecanismos para garantizar el equilibrio y las necesidades del sistema de potencia, para esto se implementaron mercados que permitieran la transacción centralizada y la comunicación entre los participantes y el operador.

Cada diseño de mercado es diferente pues cada uno se debe adaptar al contexto en donde se materializa, por tanto, es común encontrar una gran variedad de reglas específicas y únicas, sin embargo, también es común encontrar grandes similitudes en las ofertas, los tiempos de cierre de los diferentes procesos y en general de las practicas utilizadas para lograr los requerimientos; los cuales pueden resumirse en garantizar seguridad, confiabilidad y eficiencia.

Dentro de los mercados tratados se encuentra CAISO como el mercado que presenta una mayor diversidad y cantidad de procesos para garantizar dichos requerimientos, o el mercado continuo XBID mencionado en Nord Pool y OMIE como la alternativa para unir a toda Europa en un solo mercado con el fin de aumentar la diversidad energética, seguridad y precio único de todos los países de Europa. Hasta llegar a procesos más sencillos como el caso colombiano abordado en el CAPÍTULO 3: Mercado de Energía Colombiano, pero que cumplen la misma finalidad. Estas diferencias radican principalmente en el contexto, como se mencionó anteriormente, puesto que CAISO cuenta con una capacidad instalada diez veces mayor a la colombiana y una sobre generación de energía con paneles solares, o en el caso europeo que cuenta con varios mercados de energía con una larga trayectoria, siendo Nord Pool el primer mercado de energía del mundo y

uno de los mayores promotores de la unión de los mercados, pero también caracterizándose Europa por su alta penetración de renovables. Por consiguiente, es importante resaltar que, si bien la información presentada tiene una gama amplia de diseños, es necesario tener en cuenta el contexto colombiano con el fin de sacar mayor provecho de los mercados que serán mencionados.

Las experiencias internacionales en el diseño del mercado intradiario permiten dar un panorama amplio de los diferentes diseños, sus beneficios y desventajas para la implementación de este en el contexto colombiano. De cada uno de ellos se toma información disponible y se desarrolla cada uno de ellos empezando por los mercados de EE. UU. y finalizando con los europeos.

## 2.1 PJM

PJM es un RTO que opera en Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, Nueva Jersey, Carolina del norte, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, Virginia del oeste y el distrito de Columbia. Está encargado del mercado de energía mayorista, funcionando como el pool de energía más grande del mundo y por ser un pool de energía establece pagos indirectos para despejar el mercado. Este mercado está conformado por más de 200 participantes, 400 unidades de generación y recursos de demanda, con una capacidad instalada de 182,449.1 MW discretizados como se evidencia en la Figura 6. PJM opera además del mercado de energía, un mercado de crédito de capacidad, una subasta de derechos de transmisión y un mercado de servicios auxiliares conformado por un mercado de regulación y reserva *Spin*<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> *Spin*: igual a *Spinning*.

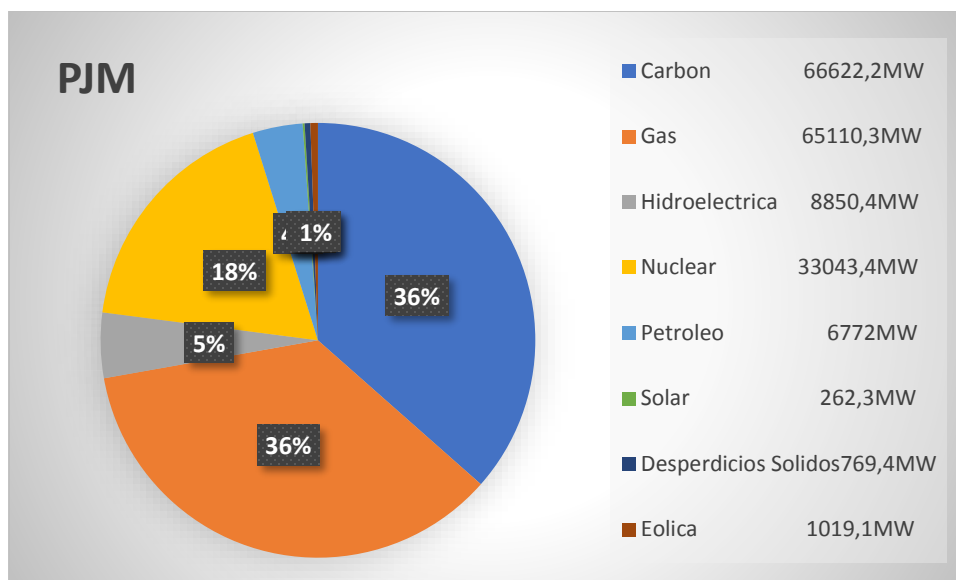


Figura 6. Capacidad Instalada PJM. Fuente: [10].

Según [11, p. 15], dentro de los participantes del mercado de energía encontramos a las entidades encargadas de compra energía para los consumidores tanto dentro como fuera de PJMRTTO, los consumidores internos están obligados a enviar predicción de carga, y los externos deben enviar requerimientos opcionales de energía horaria, *Bids* de demanda y reserva de capacidad de transmisión. Por su parte los vendedores de energía deben enviar los programas horarios, pronósticos de disponibilidad de los recursos para los próximos 7 días, información por transacciones fuera de PJMRTTO, y ofertas de generación para el mercado del día siguiente y el mercado en tiempo real. Las entidades de reducción de carga las ofertas de capacidad de la demanda propia o de otras empresas.

PJM cuenta con el mercado del día siguiente y el mercado en tiempo real o de balances. En el mercado del día siguiente los precios son establecidos por medio de las ofertas de generación, ofertas de demanda, las ofertas incrementales y decreméntales. Con un precio que tiene tres componentes, la componente de energía, la componente de congestión y la componente de pérdidas. Todas las componentes son establecidas en función de la casación del mercado y se

liquidan de acuerdo con el programa de generación. El mercado de balances tiene las mismas tres componentes, establece precios cada 5 minutos utilizando un despacho económico con restricciones de seguridad.

El precio en los dos mercados es LMP con unidades de \$/MWh con las siguientes componentes:

La componente de energía según [11, p. 20] “es el precio a cuál un vendedor del mercado ha ofrecido a generar una unidad incremental de energía de un recuso de generación o decrecimiento del incremento de energía que está siendo consumida por un recurso de demanda”.

Por otro lado, la componente del precio de congestión según [11, p. 20] es:

“es el efecto de los costos de congestión de transmisión asociados con el aumento en la salida de un recurso de generación o decrecimiento en el consumo de un recurso de demanda”.

Finalmente, la componente de pérdidas del precio LMP según [11, p. 20] es:

“Es el efecto de los costos de pérdidas de transmisión asociados con el incremento en la salida de una fuente de generación o el decrecimiento en el consumo de un recurso de demanda”.

La discriminación de las componentes del precio marginal LMP permite enviar las señales apropiadas al mercado, para limitar la congestión, las pérdidas y evidenciar el costo real de cambios en el programa de generación producto de las diferentes optimizaciones realizadas para la operación, como el mercado del día siguiente y los mercados intradiarios.

### ***2.1.1 Mercado del Día Siguiente***

En este mercado los generadores envían sus ofertas en forma de *multi-part bids*<sup>2</sup> en conjunto con costos de encendido y rampas de toma de carga para ser considerados en el UC. Los proveedores del servicio de congestión sus ofertas de reducción de demanda. Las entidades del

---

<sup>2</sup> *Multi-part bids*: ofertas con varias o múltiples partes.

servicio de carga el programa de demanda con discretización horaria junto con la sensibilidad para disminución de demanda.

A las 10:30 del día anterior a la operación, el recibo de ofertas de estos diferentes participantes se cierra con el fin de establecer el programa de generación. Como resultado se obtienen compromisos financieros para los participantes tanto para energía y reservas.

A la 13:00 del día antes de la operación, PJM publica el programa de generación y los precios del mercado LMP. Una vez publicado el programa de generación, los generadores y recursos de demanda que no fueron despachados en el mercado del día siguiente pueden cambiar sus ofertas durante un período llamado “período de rebote” hasta las 14:15 del mismo día, y se corre de nuevo el software para determinar el programa de generación, aumentando la confiabilidad y disminuyendo los costos de encendido y operación sin carga de los generadores para el día siguiente.

### **2.1.2 Mercados en Tiempo Real**

El mercado intradiario de PJM como en cualquier mercado permite cambiar la posición de las unidades de generación y se basa en el cambio de las posiciones o refinamiento por medio de mercados centralizados y la utilización de *multi-part bids* que permite flexibilizar el uso de los recursos de generación en conjunto con los programas de respuesta a la demanda DSM, teniendo en cuenta las limitaciones del sistema de potencia.

En [11, p. 116] se presenta el proceso horario de programación como se evidencia a continuación: Cada miembro de PJM puede realizar ajustes en su programa de generación, empezando a las 22:00 del día anterior a la operación, de manera horaria y hasta  $T - 60$  minutos de la hora operativa, puesto que el operador del sistema puede realizar los cambios necesarios para



garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema sujeto a mínimo costo. Durante este período los generadores pueden enviar ofertas incrementales o decreméntales para cualquier recurso de generación que no salió en mérito en el mercado del día siguiente, adicionalmente cualquier comprador de energía puede cancelar cualquier cantidad de energía que tenía programada para la comprar hasta 20 minutos antes del momento de cierre de este mercado.

Por otro lado, los recursos de generación que salieron seleccionados en el mercado del día siguiente y desean cambiar su programa de generación deben contactarse con PJM en cuyo caso podría suceder:

- Si la confiabilidad no se ve afectada por el recurso de generación entonces el generador podría no operar, pero sería responsable de las modificaciones que dicho cambio introdujera.
- Si por otro lado PJM determina que el generador interfiere con la confiabilidad del sistema, y este decide proceder con el cambio en su programa de generación, este recibiría un cargo por interrupción forzada pero igualmente seguiría siendo responsable de las modificaciones que dicho cambio introdujera.

Para participar en el mecanismo de la hora siguiente en PJM, segun [11, p. 116] los participantes deben estar inscritos, para inscribirse un recurso debe hacerlo el día 15 del mes anterior y se encontrara activo hasta que el recurso desee retirarse. Para inscribirse los recursos deben seguir las reglas de una política de costos de combustibles, el período de modificación de las ofertas se realiza entre las 18:30 hasta 65 minutos antes de la hora operativa pero también una vez la programación del mercado del día siguiente ha entregado los resultados y las 14:15, para modificaciones a partir de las 22:00, las modificaciones pueden ser de los recursos auto-despachables, transacciones

bilaterales de capacidad de las líneas y programación de cargas externas, las cuales pueden ser modificadas hasta 20 minutos antes de la hora operativa.

Si una unidad no se encuentra inscrita para realizar modificaciones una vez el proceso de re-oferta a terminado, solo podrán modificar los límites operativos económicos máximos y mínimos, mínimo de emergencia, límite operativo máximo, algunos parámetros de oferta de regulación y algunos parámetros de las ofertas de reserva síncrona, como se expone en [11, p. 119].

Algunos parámetros de las ofertas de generación pueden ser modificadas como se evidencia en [11, p. 117] a continuación, si la oferta es de precio, esta puede ser incremental o decremental para horas en las cuales no ha sido programada, pero si esta ha sido programada, solo puede ser decremental. Si la oferta está basada en costo, esta puede ser incremental o decremental tanto para horas comprometidas como no comprometidas. En el caso de que se trate de una oferta incremental de MW, esta solo puede ser cambiada durante el período de re-oferta y solo para las horas no comprometidas. En el caso del costo de encendido y de no carga, este depende de si es por costo o precio, en el caso de precio estas no pueden ser modificadas y si es por costo, si pueden ser modificadas tanto incremental como decremental para horas comprometidas y no comprometidas.

### ***2.1.3 Procesos de Mercado en Tiempo Real***

En el mercado en tiempo real existen varios módulos para satisfacer las necesidades del mercado y del sistema de potencia, dentro de los procesos que existen se encuentran ASO, IT, SCED, RT-SCED que utilizan la información actualizada del estimador de estados para garantizar que los programas establecidos tendrán en cuenta las condiciones actuales y se determinaran los precios nodales con el fin de representar económicamente las necesidades de este con una granularidad de 5 minutos. Dentro de los productos se encuentran energía, reservas y regulación.

Los procesos del PJM que pueden considerarse intradiarios son IT-SCED, ASO puesto que determinan óptimamente los productos de energía, capacidad y regulación. Estos procesos serán mencionados en el Apéndice A: Procesos de Mercado de Tiempo Real de PJM.

## **2.2 CAISO**

CAISO es un RTO/ISO encargado de administrar el sistema eléctrico y el mercado de energía de California, cuenta con una gran trayectoria en la operación y administración del sistema de potencia. Está encargada del 80 % de la red de California y una parte del estado de Nevada, con casi 400 participantes de generación. Opera y administra más de 26,000 millas de líneas de energía con un pico histórico de 50,270 MW y una capacidad instalada de 74,102 MW, además de una capacidad instalada de energía renovable de 20,776 MW que es presentada en [12] y como se evidencia en la Figura 7 y una capacidad instalada en porcentaje como se muestra en la Figura 8 que hace necesario el uso de varios procesos de mercado para cubrir las posibles variaciones en la operación en tiempo real. Por tal motivo CAISO es el promotor del mercado de imbalances de energía EIM en el occidente de Estados Unidos entre todas las autoridades de control de área, siendo el primer mercado continuo en el occidente de Estados Unidos reporta beneficios en la reducción de costos y gases de efecto invernadero como CO<sub>2</sub>. [13] Este operador divide su mercado de corto plazo en el mercado del día siguiente y el mercado en tiempo real.

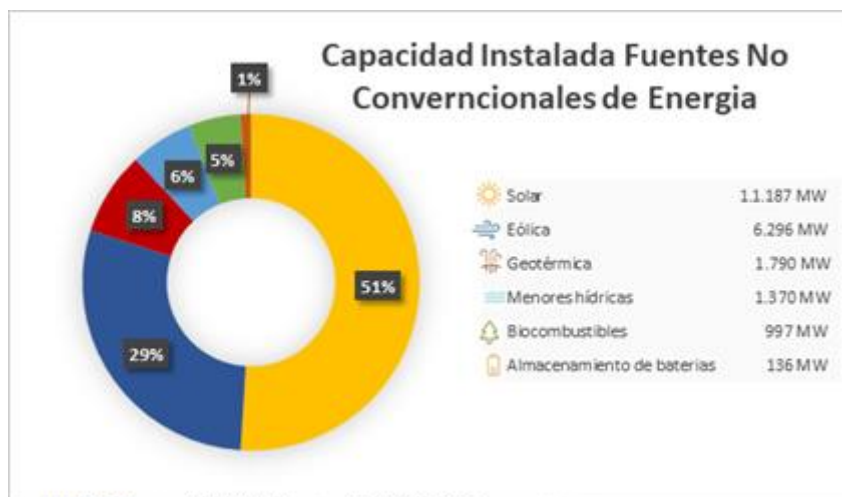


Figura 7. Energía renovable en el portafolio de CAISO. Fuente: [14]

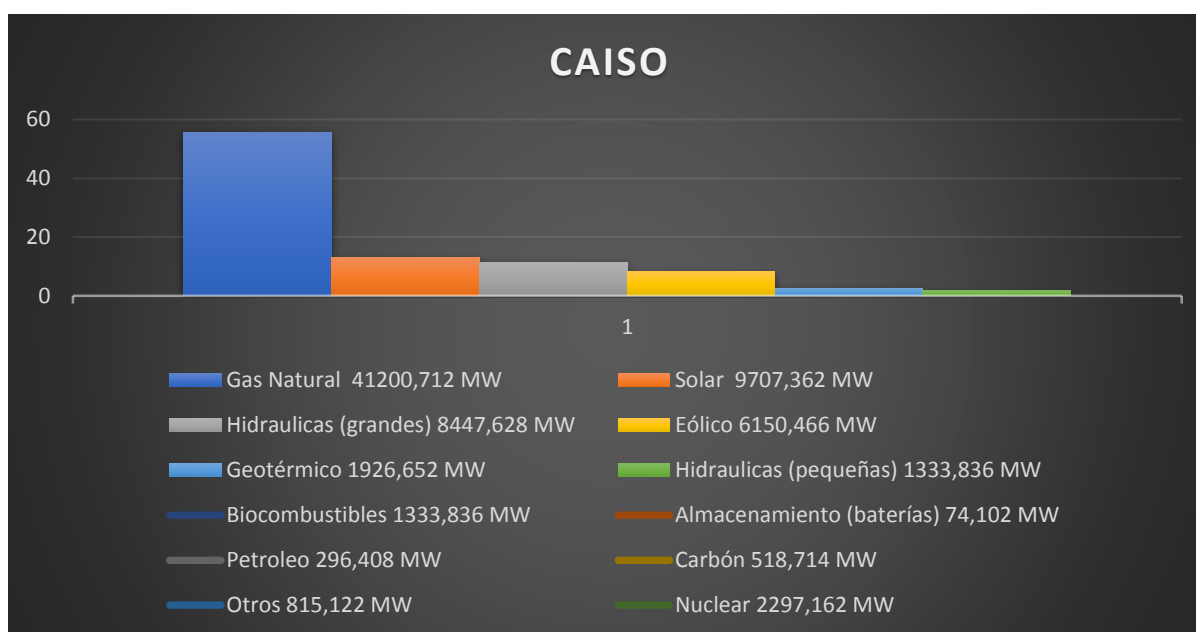


Figura 8. Capacidad Instalada California ISO en Porcentaje. Fuente: [15]

### 2.2.1 Mercado del Día Siguiente

El mercado del día siguiente está compuesto por un proceso de mitigación de poder de mercado, el mercado integrado futuro y el *unit-commitment*<sup>3</sup> residual, este mercado empieza 7 días antes y

<sup>3</sup> *Unit-Commitment*: Programación de recursos de generación en donde se permite el encendido de unidades y por tanto debe tener en cuenta costos de arranque.

cierra a las 10 de la mañana del día antes de la operación. Las ofertas hechas por los participantes serán descompuestas en un proceso llamado método de descomposición MPM, este método descompondrá las ofertas en las componentes de energía, pérdidas, congestión competitiva y no competitiva. “Siendo la componente no competitiva de congestión la que indica el potencial para ejercer poder de mercado local” [8, p. 174]

En el mercado integrado futuro los participantes tienen la oportunidad de adquirir posiciones financieras tanto para energía por medio de *bids*<sup>4</sup> de generación y demanda, como servicios auxiliares, tratando estos de ser contratados en un 100%, para garantizar la seguridad de la operación en tiempo real. Los servicios auxiliares están compuestos por reservas *spinning*<sup>5</sup>, *non-spinning*, regulación para subir y para bajar.

En el *unit-commitment* residual según [12] el operador tiene la oportunidad de cambiar posiciones las capacidades para garantizar seguridad de la operación. Además, la información del mercado del día siguiente como el programa y ofertas sirven como entrada para el proceso del mercado en tiempo real

Para participar, los coordinadores de programación tanto de generación como demanda deben enviar ofertas monótonamente creciente y decreciente respectivamente con diez segmentos por período.

### **2.2.2 Mercado en Tiempo Real**

Los procesos del mercado de tiempo real de CAISO como lo evidencia [11, p. 206] se caracterizan por cubrir múltiples intervalos de corta duración, por lo general de 15 y 5 minutos,

---

<sup>4</sup> *Bids*: Ofertas.

<sup>5</sup> Reservas *spinning*: capacidad de generación en línea que puede responder en un tiempo determinado, respondiendo a fluctuación de frecuencia. Ejemplo: 10, 20, 30 minutos y puede operar por períodos de dos horas.

con un horizonte de tiempo de 1 o varias horas. Estos procesos implican un mayor control del despacho, las reservas y la regulación con el fin de que el operador pueda garantizar seguridad y confiabilidad al sistema de potencia. Las ofertas de energía utilizadas tienen resolución horaria y son usadas para todos los procesos de dicha hora, estas ofertas podrían ser del mercado de día siguiente puesto que en CAISO si un generador oferta para el mercado del día siguiente pero no lo hace para el mercado en tiempo real, su oferta del día siguiente será válida para este mercado, también se hace uso del programa de exportaciones, información de la red FNM, el pronóstico de demandas y de los recursos VER. En este mercado es posible realizar ofertas o auto programas, pero puesto que los auto programas tienen mayor peso que las ofertas. Los participantes que realicen estos auto programas no tendrán derecho a ser recompensados por sus costos de arranque y de mínima carga para los períodos en los que realizaron dichos programas. [11, p. 206]

El objetivo de los procesos en tiempo real es reducir el costo de operación garantizando la seguridad de la operación, los productos que se transan son energía, capacidad y regulación. Por lo general solo se tienen en cuenta recursos que tienen arranque rápido, corto o medio puesto que este alcanza a ser analizado por los procesos de tiempo real. Para CAISO “el objetivo del mercado en tiempo real es el equilibrio entre carga - generación del sistema y el seguimiento de carga con base en la proyección y más allá de la función normal del control automático de generación AGC” [8, p. 197]

La idea de contar con varios procesos con diferentes intervalos de análisis permite enfocar el despacho y los servicios auxiliares a un punto de operación que se va conociendo a medida que se acerca al tiempo real, disminuyendo la incertidumbre asociada y la volatilidad del precio al analizar posibles escenarios con antelación e irse dirigiendo hacia el nivel de productos deseados una vez se llega a la operación en tiempo real. El mercado de tiempo real trata de seguir los procesos con

mayor anterioridad pero que cumplen las condiciones actuales de red para definir el despacho, la regulación y la capacidad como es el caso de HASP y FMM. En CAISO existen varios procesos de optimización que pueden considerarse intradiarios puesto que utilizan las ofertas hechas unas horas antes de la operación en tiempo real y su objetivo es el balance de potencia por medio de productos de energía y capacidad, permitiéndole a los participantes encontrar sus posiciones deseadas en conjunto con los intercambios comerciales con otras entidades balanceadoras de área que serán requeridos en la operación y el operador del sistema de potencia.

“Este mercado comienza con la publicación del programa del mercado del día siguiente, por lo general en el período 13 del día anterior y cierra 75 minutos antes de la operación en tiempo real.”

[16] Durante ese tiempo los participantes pueden realizar sus ofertas. Parte de la información utilizada según [16] en el mercado intradiario es proveniente del mercado del día siguiente, como el *Master-File*<sup>6</sup>, ofertas y programas de los participantes, pronóstico de demandas de CAISO, programa de exportaciones e información en tiempo real a través del estimador de estados que arroja el estado de la red del sistema de potencia. En el caso de las unidades VER o recursos de energía variable en [8, p. 237] se establece que se realizará un pronóstico de demanda de 15 minutos que estará limitado por el promedio de los tres pronósticos de 5 minutos.

El precio de despeje de mercado es LMP cuenta con tres componentes: energía, congestión y pérdidas. El precio de la energía será el promedio de energía de la zona y la congestión y pérdidas variarán de nodo a nodo. Siendo la diferencia de precios el costo de transmisión entre los nodos como se expone en [17, p. 60]

Los sistemas de comunicaciones implementados por CAISO son los siguientes:

---

<sup>6</sup>La base de datos del *Master-File* contiene información estática que refleja las características operativas de los recursos que participan en el mercado de California ISO. Fuente: [42]

CAS: En él se registran todas las programaciones y compromisos de los recursos de generación. [18, p. 251]

ADS: Por medio de este sistema se dan las instrucciones de predespacho horario, despacho en tiempo real, compromiso de unidades y adjudicaciones de servicios auxiliares [17, p. 4]

CMRI: Por medio de esta interfaz se publican los precios que servirán para liquidar y pagar a los participantes.

### ***2.2.3 Procesos de Mercado en Tiempo Real***

CAISO evidencia un alto uso de procesos por la cantidad de energía variable que se encuentra instalada en su área de control, especialmente por la energía solar y el alto uso de energía por las condiciones climatológicas que maneja. Los procesos con los que cuenta son MPM, HASP, RTUC/FMM, RTED, STUC, RTMD, RTCD, ALFS y se caracterizan por su interrelacionamiento y sincronización en los diferentes intervalos de tiempo.

Los procesos de CAISO que pueden considerarse intradiarios son HASP y IT-SCED, ASO, RTUC/FMM, teniendo HASP la capacidad de establecer y comprometer necesidades de servicios auxiliares y energía de participantes externos y RTUC/FMM juega el papel más importante puesto que permite la programación de todas las unidades pertenecientes a el área de control de CAISO con el fin de co-optimizar energía y servicios auxiliares que son necesarios para la operación teniendo en cuenta las necesidades del sistema de potencia. Tanto los procesos intradiarios como el resto de los procesos del mercado de tiempo real serán mencionados en el Apéndice B: Procesos de Mercado de Tiempo Real de CAISO.



### 2.3 NYISO

NYISO es el ISO encargado de operar la ciudad de New York desde 1999, cuenta con más de 760 unidades de generación y 420 participantes, opera y administra más de 17700 Km de líneas de transmisión y cuenta con una capacidad instalada de 38.777 MW como se describe [19] discretizada como se muestra en la Figura 9 . Tiene un pico histórico de 33.956 MW ocurrido en un mes de Julio.

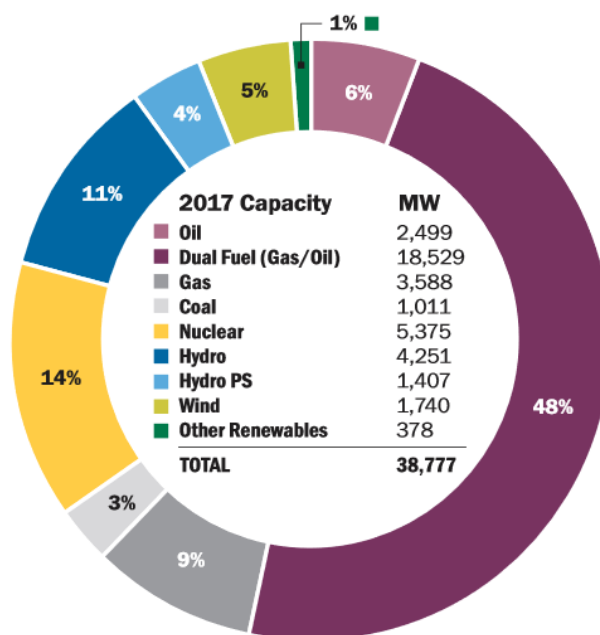


Figura 9. Capacidad Instalada de Generación en NYISO. Fuente: [20, p. 28]

En el mercado de energía los participantes pueden optar por comprar o vender energía por medio de *bids* al precio de cierre del mercado con LBMP, o por medio de contratos bilaterales pagando un costo por congestión.

Los generadores pueden ofertar tanto en el mercado del día siguiente como en el de tiempo real y sus precios varían de nodo a nodo, por el contrario, a los servidores de carga solo les es permitido ofertar en el mercado del día siguiente y sus precios varían de zona a zona.

Se utiliza el sistema de doble liquidación mencionado al principio de este documento para liquidar los mercados, la primera liquidación concierne al mercado del día siguiente y la segunda tiene en cuenta las ofertas hechas por los generadores en el mercado en tiempo real y por último la liquidación física del sistema.

El mercado del día siguiente representa compromisos financieros para las partes involucradas, es decir que este mercado conlleva una programación horaria y un precio nodal horario que ya fue mencionado en 2.1 PJM.

NYISO cuenta con un estimador de estados que permite pronosticar la carga para todos los procesos del mercado de tiempo real, un sistema llamado MIS que permite la comunicación de las ofertas, compromisos, programaciones y vigilancia del mercado.

En el mercado de balances de NYISO según [21, p. 55] se encuentra la respuesta del RTC por medio de él se transan los productos de energía, regulación de capacidad y de movimientos. Un mercado de reservas, y otro de reservas fuera de línea de 10 minutos que funciona para cada zona de carga e igualmente una reserva de 30 minutos para cada zona.

### ***2.3.1 Mercado en Tiempo Real***

El mercado en tiempo real funciona una vez cerrado el mercado del día siguiente y 75 minutos antes de cada hora del día de operación, los generadores tienen la libertad de ofertar solo con unidades que tienen la capacidad de responder en períodos de 15 y 30 minutos. Este mercado define reservas operativas, evalúa las condiciones del sistema, utiliza las nuevas ofertas de los participantes y tiene en cuenta las ofertas no seleccionadas en el mercado del día siguiente. La información que se debe considerar en este mercado es referente a la topología actual del sistema y los pronósticos de la carga de muy corto plazo. Los resultados de este mercado son puestos en

la plataforma de información MIS 45 minutos antes de que la operación del sistema comience y los intervalos del programa tienen una discretización de 5 minutos.

El flujo de la información que cada uno de ellos especifica se encuentra condensada en la Figura 10 en donde MIS sirve de puente entre los participantes del mercado y el operador del sistema.

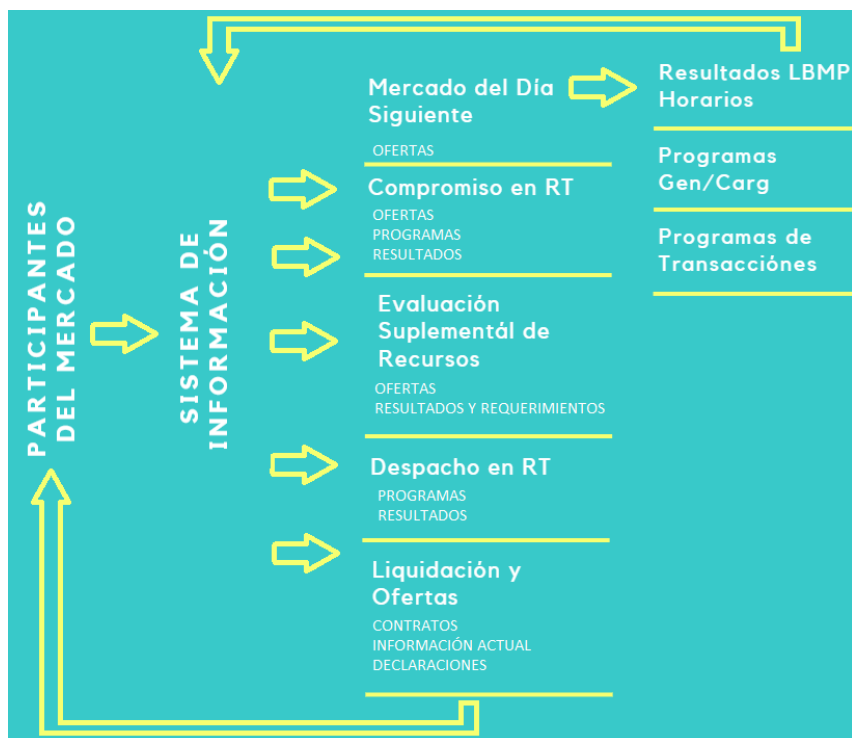


Figura 10. Proceso de liquidación de mercados. Fuente [21].

### 2.3.2 Procesos de Mercado en Tiempo Real

NYISO evidencia una menor utilización de procesos probablemente debido a la matriz energética con la que cuenta, puesto que 66.1% de la capacidad instalada en el área de control de este operador es proveniente de combustibles fósiles y por tanto no es necesario realizar un seguimiento tan exhaustivo del programa de generación. El proceso de NYISO que puede ser considerado intradiario es el RTC, el cual en conjunto con el resto de los procesos del mercado en tiempo real serán presentados en el Apéndice C: Procesos de Mercado de Tiempo Real de NYISO.

## 2.4 Nord Pool

Nord Pool es el mercado de energía más grande de Europa, con presencia en Alemania, Finlandia, Suecia, Noruega, Reino Unido, Lituania, Letonia, Estonia, Dinamarca, Austria, Bélgica, Dinamarca, Francia, Luxemburgo, Países bajos, Polonia. Operando como mercado físico en 12 países, con una participación de más de 380 compañías en más de 20 países que se ve reflejada en la energía transada en 2017, ascendiendo a 512 TWh con 6.7 TWh de energía transada en el mercado intradiario que opera en los países nórdicos, bálticos y Alemania y que representa el 1.3% de la energía transada por este operador. La capacidad instalada de los países Suecia, Noruega, Dinamarca, Finlandia, Lituania, Estonia, Lituania se encuentra condensada en la Figura 11, con un total de 111.996 MW instalados.

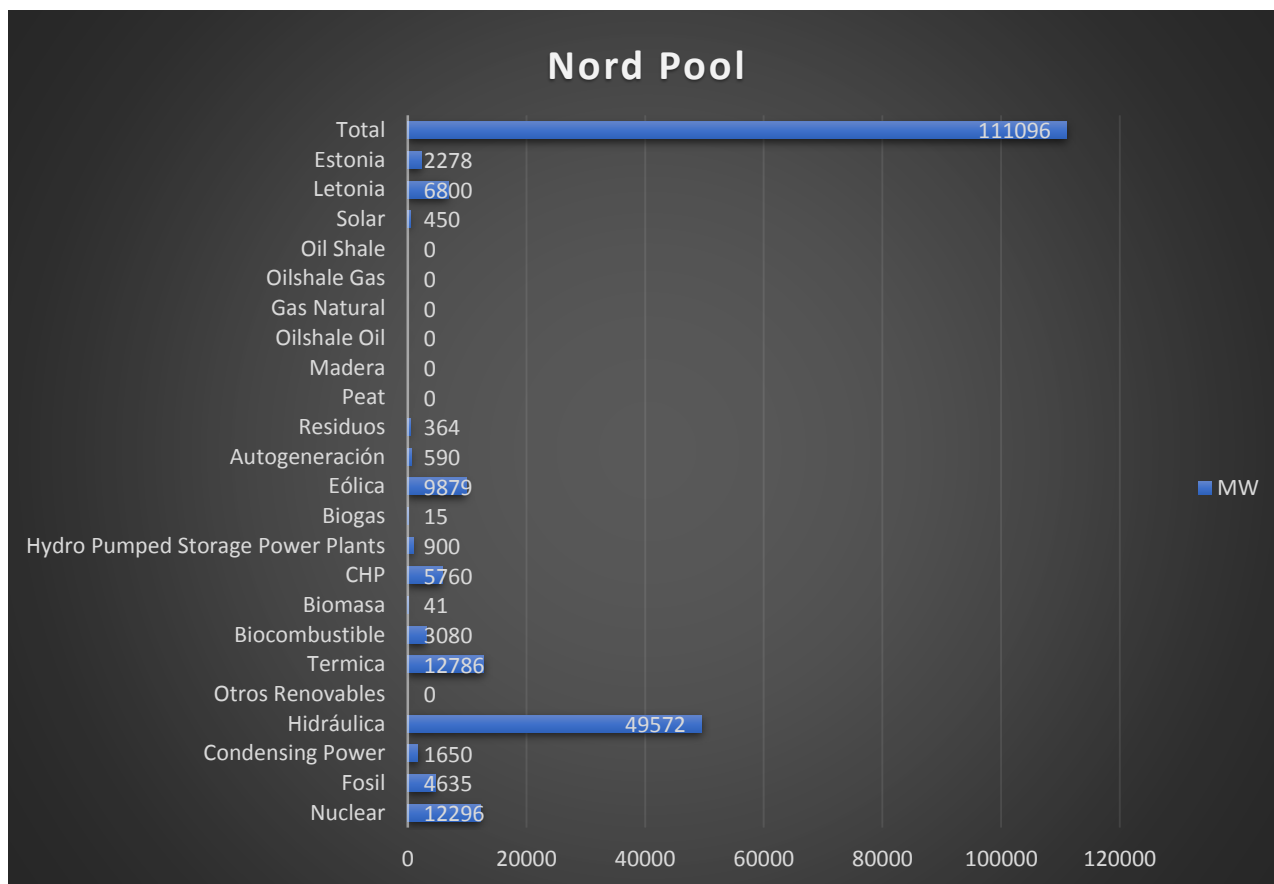


Figura 11: Capacidad Instalada de varios países pertenecientes a Nord Pool. Fuente: [22]

Al ser un pool de energía, establece pagos indirectos o diferentes a cada generador utilizando ofertas *pay-as-bid* <sup>7</sup>. De Nord Pool es importante resaltar el énfasis que ejerce sobre la igualdad en las reglas entre el mercado del día siguiente y el mercado intradiario en forma de subasta con el fin de armonizar las decisiones que los participantes pudieran realizar. Como cualquier operador de mercado, Nord Pool esta encargado de monitorear el mercado para evitar el ejercicio de poder sobre este o el uso de información privilegiada y en caso de que se presente debe informar a NRA. Debido a que este mercado opera en varios países, con diferentes horarios, es necesario que el relacionamiento del mercado se encuentre muy bien estructurado, lo cual evidencia el buen diseño y coordinación de los diferentes procesos y de los participantes, pero también, que este operador cuenta con reglas y protocolos claros de participación que aumentan la participación y por tanto la liquidez del mercado. Para transar en los mercados de Nord Pool es necesario contar con una membresía en donde se realiza un análisis de riesgo del nuevo participante.

Dentro de los sistemas de comunicación entre los participantes y Nord Pool se encuentra:

- CASS: Sistema de despeje y liquidación: en donde se puede hacer seguimiento de ofertas.
- API: Interfaz de programación de aplicaciones permite la integrar, transar y sistematizar las transacciones normales y automatizadas de los participantes, entrega de reportes e integración de procesos o con algoritmos de los participantes.

Estos mercados cercanos a la operación deben considerar las restricciones de rampas y su relación con las capacidades y los volúmenes de energía transados para garantizar el acoplamiento, por tal motivo el mercado intradiario tiene en cuenta las capacidades de las líneas de transmisión entre áreas, las cuales son cargadas por los TSO después de correr el flujo de potencia del mercado

---

<sup>7</sup> *Pay-as-bid*: Paga según la oferta.

del día siguiente y son estos los encargados de la modificación de estas ante eventos y Nord Pool se encuentra encargado de actualizar las capacidades con cada transacción del mercado.

Nord Pool cuenta con un mercado del día siguiente y un mercado intradiario. El mercado intradiario de Nord Pool está compuesto por un mercado en forma de subasta y un mercado continuo, permitiéndole al mercado contar con una seguridad de liquidez mayor a través de las subastas y una libertad de cambio de posición de manera independiente a través del mercado en forma de subasta de dos caras.

En el mercado intradiario de Nord Pool se cuenta con las órdenes (MW) siguientes y que son presentadas en [23]:

- Órdenes con límite: Límite de precio, bien sea para compra o venta.
- Órdenes de bloques definidos por el usuario: órdenes que serán aceptadas solo si se acepta cada uno de los productos horarios consecutivos de la orden, de no ser así, la totalidad de la orden se cancela.
- Órdenes de bloques predefinidos.

Dichas ofertas según [24] pueden traer consigo restricciones de ejecución como “Fill-or-Kill” en cuyo caso la oferta debe ser aceptada o rechazada inmediatamente en su totalidad o “immediate-or-cancel” en cuyo caso, solo debe ser aceptado cierto volumen y el resto se eliminará. pero todas serán pague lo ofertado.

#### ***2.4.1 Intradiario en Forma de Subasta***

Las subastas aumentan la cantidad de transacciones efectuadas entre zonas usando el sistema implementado para el mercado día siguiente y el algoritmo EUPHEMIA con productos horarios. Estas subastas se realizan en los países nórdicos, bálticos y Alemania, la primera a las 22 horas del

día antes de la operación, cubriendo la totalidad del día operativo y una segunda a las 10 de la mañana que cubre la segunda mitad del día actual, con un límite de precio de  $(-500, 3000)$  €/MWh. [23]

Con el fin de evidenciar las características del mercado de energía en forma de subastas, en [25] se evidencia que las ofertas se organizan por orden de precio y si existen ofertas con el mismo precio, se organizan de acuerdo con el tiempo de envío de la misma. Las ofertas de generación se caracterizan por ser volúmenes positivos y las de demanda volúmenes negativos. Además, están compuestas por un set de valores de precio vs volumen de energía que representan una curva o recta, ascendente o descendente para generación y demanda respectivamente. Estas ofertas son convertidas a rectas o curvas continuas por medio del método de interpolación para luego ser agrupadas con el fin de establecer el equilibrio del mercado que se encuentra por medio de la intersección de la curva agregada de generación y demanda. Es de notar que, si la curva agregada representa la totalidad de las curvas de ofertas, cada una de las ofertas será seleccionada en cualquier punto de la curva. Las ofertas pueden ser de 15, 30, 60 minutos.

Existen otros tipos de ofertas como ofertas de bloques en los cuales se debe especificar los volúmenes y precios límites, así como el momento de inicio y parada de la oferta, estas ofertas serán aceptadas una vez se conozca el precio de despaje del mercado y si este valor se encuentra por encima para generación o por debajo para demanda del valor ofertado. Y con el fin de adaptarse a las necesidades de los usuarios, las ofertas pueden ser modificadas hasta el momento de cierre del mercado.

La subasta del mercado intradiario opera con los mismos principios del mercado del día siguiente, por tanto, teniendo en cuenta las restricciones eléctricas del sistema de potencia y utilizando el algoritmo de EUPHEMIA. Según [26] las subastas fueron diseñadas para

transacciones entre fronteras teniendo en cuenta la capacidad de las líneas de interconexión con la información que los TSO administran y como estas se encuentra en serie con un mercado intradiario continuo, desde 15 minutos antes en el mercado continuo no sería posible realizar ofertas entre zonas, pero si al interior de ellas mismas.

#### ***2.4.2 Intradiario en Forma Continua***

El mercado intradiario continuo necesita de dos órdenes, una de compra y una de venta para despejar cada cruce puesto que se trata de una subasta de doble cara, cuando una oferta y una demanda sean entrelazadas, automáticamente serán aceptadas y despejadas, pero siendo siempre la participación en este mercado de forma anónima.

Los productos del Mercado intradiario continuo son de 15, 30 minutos 1 hora y productos de bloques, basado en precios pague lo ofertado. [23] Diseñada para los países nórdicos, la región báltica, Alemania y el reino unido. Las capacidades a utilizar por este mercado serán actualizadas constantemente teniendo en cuenta las transacciones y sus respectivos volúmenes. En la Figura 12 se evidencia el cierre de las transacciones en el mercado intradiario para diferentes países y de donde se puede inferir que los participantes poseen diferente flexibilidad de participación en este mercado dependiendo del país al cual pertenezcan.



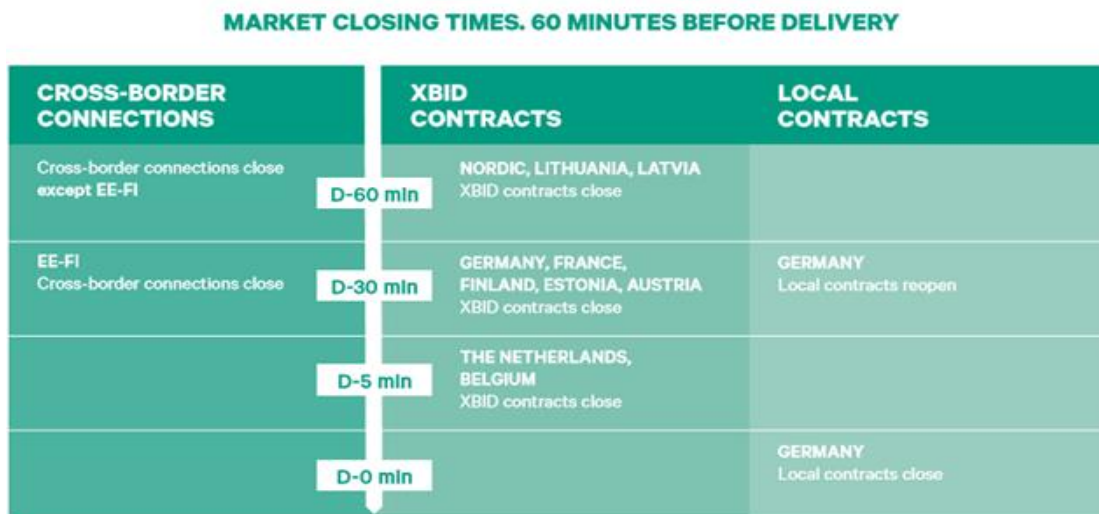


Figura 12: Cierre del mercado XBID en diferentes países. Fuente: [27]

## 2.5 OMIE

OMIE cuenta con una capacidad instalada de 104517MW y evidencia una alta penetración de energía renovable, con 27680 MW instalados de generación eólica y solar como se evidencia en Figura 13 por tanto, es un buen referente en términos de matriz energética para la introducción de un mercado intradiario en el contexto colombiano.

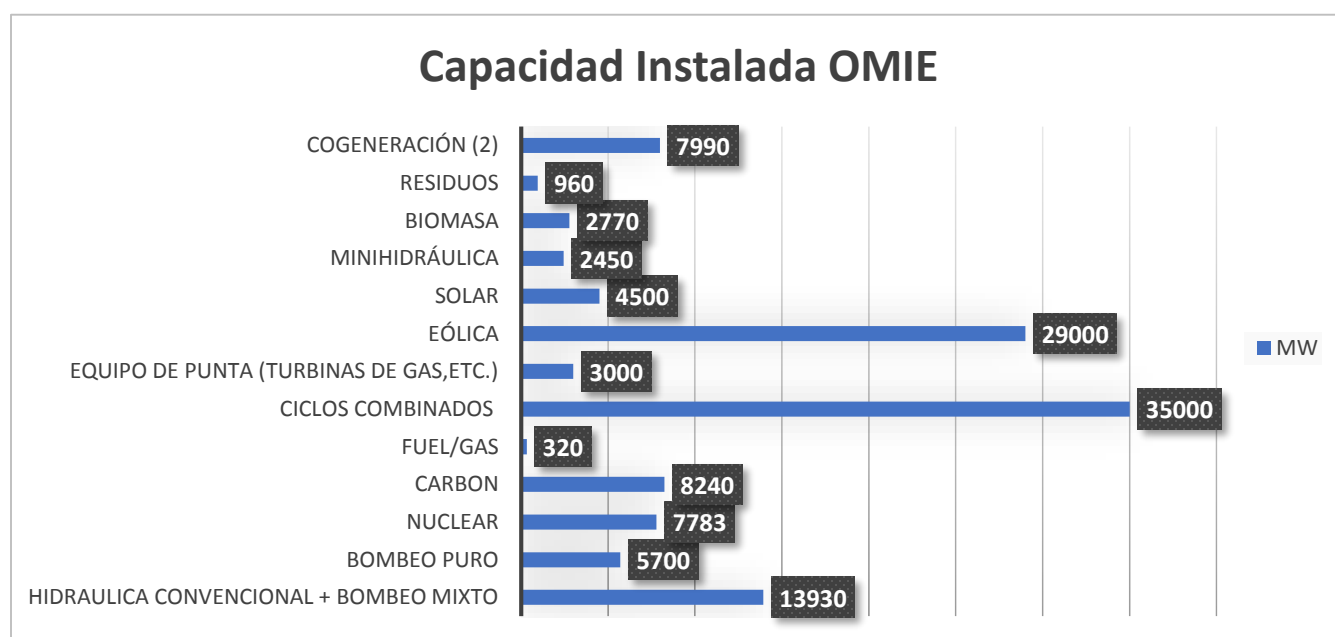


Figura 13. Capacidad Instalada OMIE. Fuente: [28]

En la península ibérica, OMIE es la empresa encargada del mercado de electricidad y por tanto gestiona el mercado de electricidad del día siguiente e intradiario. Estos mercados utilizan el algoritmo EUPHEMIA que ha sido implementado para todos los países europeos como parte de un proceso colectivo para la implementación de un único mercado que integre toda la unión europea.

El mercado de OMIE funciona en la península ibérica (España y Portugal), por tanto, se establece un precio de cierre de mercado para ambos países, que solo variara cuando la interconexión se encuentre copada. Este mercado es el más líquido de Europa, pues consta de más 800 agentes y 13 millones de transacciones al año. [29]

### 2.5.1 Mercado Intradiario

El mercado intradiario opera desde 2009 en OMIE, consta de 6 sesiones que operan hasta 4 horas antes de la operación. Los precios de este están entre 0 – 180.3 €/MWh.

Los horarios de las subastas de mercado intradiario son las siguientes:

*Tabla 1*  
*Horarios de subastas mercado intradiario OMIE.*

	<b>SESIÓN 1º</b>	<b>SESIÓN 2º</b>	<b>SESIÓN 3º</b>	<b>SESIÓN 4º</b>	<b>SESIÓN 5º</b>	<b>SESIÓN 6º</b>
<i>Apertura de sesión</i>	17:00	21:00	01:00	04:00	08:00	12:00
<i>Cierre de sesión</i>	18:45	21:45	01:45	04:45	08:45	12:45
<i>Casación</i>	19:30	22:30	02:30	05:30	09:30	13:30
<i>Recepción de desagregaciones de programa</i>	19:50	22:50	02:50	05:50	09:50	13:50
<i>Publicación PHF</i>	20:45	23:45	03:45	06:45	10:45	14:45
<i>Horizonte de Programación (Períodos horarios)</i>	27 horas (22-24)	24 horas (1-24)	20 horas (5-24)	17 horas (8-24)	13 horas (12-24)	9 horas (16-24)

*Fuente: [30]*

Las ofertas según [30] presentadas en el mercado intradiario podrán ser simples o complejas, entendido como oferta simple aquella constituida por cantidad y precio con un máximo de 5 tramos por período. Las ofertas complejas contienen la misma información de las ofertas simples y cuentan con una o varias de las condiciones de complejidad que serán mencionadas a continuación, las cuales afectan las cantidades asignadas al respectivo participante y son presentadas por.

- Condición de gradiente de carga: máximo incremento entre dos períodos consecutivos. Bien sea por incremento, decrecimiento, arranque o parada y será expresada en MW/min.
- Condición de aceptación del primer tramo de la oferta.
- Condición de aceptación del primer tramo de la oferta para cada hora: en cuyo caso se procederá a eliminar la oferta para dicha hora.
- Condición de mínimo número de períodos de aceptación completa del tramo primero.
- Condición de energía máxima de aceptación: determinada por el operador del mercado.
- Condición de ingresos mínimos: solo será atribuible la oferta de venta presentada si se obtienen unos ingresos mínimos expresada en €/MWh.
- Condición de costo máximo: solo será atribuible la oferta de compra presentada si se percibe un costo total inferior al máximo expresada en €/MWh.

Además, información de disponibilidades, limitaciones, tales como limitaciones para una única unidad o limitaciones zonales en las cuales se ven afectadas varias unidades pueden hacer parte de la información de la oferta. En cualquier caso, las capacidades máximas de importaciones y exportaciones deben ser tenidas en cuenta para el proceso del mercado intradiario. Es de notar que los recursos nucleares y de generación alternativa tienen un precio de cero en la subasta para garantizar su despacho.

De acuerdo con [31, p. 123341] los participantes que pueden ofertar en las subastas de mercado intradiario son los que hayan ofertado en el mercado del día siguiente del día en curso, unidades con indisponibilidades preestablecidas en el mercado del día siguiente, que se encuentren disponibles antes del cierre de la subasta del mercado intradiario y que hubieren sido programadas en el programa base de funcionamiento, unidades con contratos bilaterales de venta o compra de energía durante las horas de la subasta y que previamente se les informó al operador del mercado y las unidades con derechos de capacidad.

[31, p. 123346] establece que cuando solo se trata de ofertas simples, para determinar el precio de oferta y el programa de generación se realizará el cruce entre la oferta y la demanda, la cual por tratarse de ofertas por tramos puede producir indeterminaciones, pero existen reglas para el despeje del mercado. En el caso de ofertas complejas, es necesario un proceso iterativo para garantizar que todas las condiciones de complejidad son satisfechas.

Dentro de los resultados del proceso del mercado intradiario se encuentra:

- Precio de cierre del mercado.
- Programa incremental.
- Programa de generación.
- Orden de mérito económico.
- Curvas agregadas de generación y demanda.
- Cargabilidad de interconexiones internacionales.

Si no fue posible la determinación de un programa factible se procederá a cancelar la subasta sin una programación para cada una de las ofertas. [31, p. 123363]

De acuerdo con los objetivos de las entidades de energía de Europa como la comisión europea, se establecieron unos parámetros para el diseño futuro de los mercados europeos de energía. Tal

es el caso de un mercado de energía intradiario continuo que tiene en cuenta las capacidades de las interconexiones. Este mercado “tomará mayor importancia cuando se enlacen los mercados intradiario locales operados por los operadores del mercado” [32]. Siendo posible el intercambio de ofertas y demandas entre participantes de diferentes países que se encuentren conectados al Sistema Informático Central y que permitiría maximizar el bienestar social, optimización de los productos del mercado, integración de la energía variable y la flexibilización de participación para los participantes.

### ***2.5.2 Intradiario en Forma Continua***

A esta iniciativa se han sumado cuatro operadores de energía de Europa como son EPEX, GME, Nord Pool y OMIE, creando un mercado llamado XBID, que se encuentra en proceso de construcción, este proyecto ya lleva más de 20 años en construcción y desarrollo debido a la complejidad de alineación entre prácticas operativas de los diferentes operadores.

Con el fin de que OMIE y por tanto la península ibérica se integre al mercado XBID, se ha propuesto la implementación de un mercado híbrido que se compone de unas subastas intradiarias para las zonas España y Portugal, en conjunto con el mercado continuo intradiario.

El mercado intradiario de XBID “va a permitir a los agentes del MIBEL la contratación de energía con contrapartes locales o externas en función de las capacidades de intercambio disponibles en las interconexiones “ [33, p. 2] pero para su implementación se han venido dando discusiones en cuanto al modelo a implementar antes de migrar al XBID con el fin de ahorrar esfuerzos en futuros cambios de diseño. Dicha implementación supone un orden de peso en la participación de los mercados por parte de los recursos de generación.

Para el mercado continuo se plantea en la propuesta A la negociación continua de los períodos previos a la siguiente subasta, permitiendo a los recursos ibéricos reacomodar las posiciones en la subasta anterior al mercado continuo en donde todos los participantes conectados a la administración central podrían participar. Por otro lado, en el modelo B se dará una mayor prioridad a los participantes del mercado continuo XBID, puesto que los participantes de dicho mercado podrían ofertar para los períodos posteriores a la oferta antes de que esta se realice.

Las subastas serían de carácter España-Portugal, incluyendo las capacidades de las interconexiones para la determinación del precio para todos los períodos del día restante.

*Tabla 2*

*Diseño de acoplamiento del mercado intradiario continuo y el mercado intradiario en forma de subasta.*

DIA	HORARIO				Subastas MIBEL		Mercado Continuo
	Ronda del Continuo	Período	Hora Inicio del Período	Hora Fin del Período	Nº de Subasta	Períodos de negociación incluidos dentro de la subasta	Períodos de negociación abiertos en el mercado continuo
D	20	18	17:00	18:00	1	-	20,21 (D↓)
D	21	19	18:00	19:00	1	22-24 día D, 1-24 del día D+1	21
D	22	20	19:00	20:00	-	-	22,23,24
D	23	21	20:00	21:00	-	-	23,24
D	24	22	21:00	22:00	2	1-24 del día D+1	24
D	1	23	22:00	23:00	-	-	1,2,3,4 (D+1↓)
D	2	24	23:00	0:00	-	-	2,3,4
D+1	3	1	0:00	1:00	-	-	3,4
D+1	4	2	1:00	2:00	3	5-24 día D+1	4
D+1	5	3	2:00	3:00	-	-	5,6,7
D+1	6	4	3:00	4:00	-	-	6,7
D+1	7	5	4:00	5:00	-	8-24 día D+1	7
D+1	8	6	5:00	6:00	4	-	8,9,10,11
D+1	9	7	6:00	7:00	-	-	9,10,11
D+1	10	8	7:00	8:00	-	-	10,11
D+1	11	9	8:00	9:00	-	12-24 día D+1	11

D+1	12	10	9:00	10:00	5	-	12,13,14,15
D+1	13	11	10:00	11:00	-	-	13,14,15
D+1	14	12	11:00	12:00	-	-	14,15
D+1	15	13	12:00	13:00	-	16-24 día D+1	15
D+1	16	14	13:00	14:00	6	-	16,17,18,19,20,21
D+1	17	15	14:00	15:00	-	-	17,18,19,20,21
D+1	18	16	15:00	16:00	-	-	18,19,20,21
D+1	19	17	16:00	17:00	-	-	19,20,21
D+1	20	18	17:00	18:00	1	-	20,21
D+1	21	19	18:00	19:00	1	22-24 día D, 1-24 del día D+1	21

---

*Fuente: [32]*

Se nota la importancia de conservar las unidades de oferta del mercado ibérico con el fin de realizar el acoplamiento entre mercados.

En se aclara que [33, p. 7] el período de recepción de ofertas llega hasta 45 minutos antes de la operación, siendo similares al diseño actual, durante el período de casación es necesario bloquear el proceso transaccional continuo entre zonas, a fin de evitar el traslape de capacidades de transmisión y por tanto se evita este para la propuesta A.

## 2.6 XBID

Según [34], desde los años noventa se formó la iniciativa de crear un mercado de electricidad que fomentara el acoplamiento de los mercados en los países europeos y a partir de allí nació el mercado de energía del día siguiente que hoy en día opera en la mayoría de los países de Europa por medio de los NEMO: EPEX, GME, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE y TGE. Del mismo modo nació el proyecto de implementar un mercado intradiario continuo que optimizara globalmente el uso de los recursos, el bienestar social, flexibilizara la participación de los recursos de generación, en especial de las unidades con energía primaria variable, aumentara la seguridad, optimizara diferentes productos de mercado y permitiera satisfacer los desbalances de energía. El

principio de este mercado de electricidad multi-país europeo está basado en un algoritmo llamado EUPHEMIA, como se mencionó en Intradiario en Forma de Subasta.

Igual que fue presentado el acoplamiento entre el mercado intradiario en forma de subasta de OMIE, de igual forma cada operador se encuentra realizando esfuerzos para la implementación de este mercado intradiario continuo que permitirá la transacción centralizada y la optimización del uso de recursos de Europa; Los primeros participantes en entrar en operación serán EPEX, Nord Pool y OMIE.

La información presentada en el resto de 2.6 fue extraída de [27]:

El concepto de mercado intradiario continuo europeo está basado en áreas de mercado que poseen un precio de área y en donde se encuentran diferentes áreas de envío que pueden enviar o recibir los productos que son comprados o vendidos en el mercado continuo.

Los productos de XBID se presentan en la Tabla 3 donde se identifican los tipos de participación que pueden ser llevados a cabo por los participantes de los países allí mencionados.

*Tabla 3*  
*Información de ofertas del mercado XBID.*

	Áreas de TSO alemán	Austria	Francia	NL y Bélgica	Nórdicos y Bálticos	Iberia
Tamaño	Mínimo incremento de volumen 0,1 MW					
Mínimo cambio en precios	EUR 0,1 /0,01** por MWh					
Rango de Precios	"-9999 € / MWh a 9999 € / MWh"					
Productos	15-Min	x	x			
	30-Min	x		x		
	Horario	x	x	x	x	x
	Bloques definidos por el usuario	x	x	x	x	
Notas	Bloques Horarios (no bloques de 15 o 30 minutos)					
	Falta ser confirmado					

*Fuente: [27]*



De igual forma a como se evidencia que cada país participa de con diferentes productos, la Tabla 4 permite evidenciar los momentos de apertura y cierre de los participantes en el mercado intradiario interno de cada área de mercado y en la Tabla 5 en el mercado intradiario entre áreas. Estos horarios evidencian la exactitud con que este mercado, conformado por diferentes NEMOs y TSOs debe tener para garantizar la seguridad del sistema de potencia y la correcta administración y liquidación del mercado de energía XBID.

*Tabla 4*

*Apertura y cierre de transacciones de Intra-Área en XBID.*

		Áreas de TSO alemán	Austria	Francia	NL y Bélgica	Nórdicos y Bálticos	Iberia
Tiempo de apertura	Todos los productos	18:00	15:00	15:00	14:00	14:00	14:00
	15-Min	D-30min	D-30min				
	30-Min	D-30min		D-30min			
Tiempo de cierre	Horario	D-30min	D-30min	D-30min	D-5min	D-60min*	D-60min
	Bloques definidos por el usuario	D-30min	D-30min	D-30min	D-5min	D-60min*	
Notas		*Finlandia y Estonia en D-30min					

*Fuente: [27]*

*Tabla 5*

*Apertura y cierre de transacciones de Cross-Área en XBID.*

	Áreas de TSO alemán	Austria	Francia	NL y Bélgica	Nórdicos	Bálticos	Iberia
Tiempo de apertura	22:00	18:00	22:00	22:00	14:00	18:00	22:00
Tiempo de cierre				D - 60 min			

*Fuente: [27]*

Será necesario que XBID tenga acceso a la información de las transacciones locales, la capacidad de transmisión haciendo uso de diferentes herramientas dentro de las que se encuentran el cálculo de las matrices h2h

Para el acuerdo de transacciones se utiliza el concepto de contrato que permite identificar de manera precisa la hora del envío y el tipo de producto del que se trata. Para la realización de estos contratos existen programas predeterminados para cada área de envío en donde existe un período de ofertas, un período de envío y un período de cierre. Por otro lado, en cuanto a las ofertas, estas son transadas siguiendo el concepto de 1.1.2. Subasta de Dos Caras y siguiendo el criterio siguiente: precio tiempo y capacidad. Para el proceso de casación primero se garantiza que las ofertas no puedan ser satisfechas localmente para posteriormente organizarlas anónimamente y ser confrontadas teniendo en cuenta la capacidad del sistema eléctrico.

Para garantizar que el mercado se encuentra sintonizado con el sistema de potencia, se realiza un seguimiento de cada transacción con respecto a la capacidad de transmisión o ATC siguiendo el criterio de distancia mínima y disminuyendo la capacidad de acuerdo con las transacciones realizadas hasta acabar con estas o hasta que la capacidad se llene. [27, p. 33]

## **2.7 Comparación de Operadores**

Los mercados de energía de EE. UU de los diferentes operadores estudiados siguen los lineamientos establecidos por FERC, sin embargo, cada uno tiene ciertas características específicas y que obedecen al clima, topología del sistema de potencia y tipos de recursos de generación utilizadas. A continuación, se realizarán algunos comentarios con respecto a diferencias encontradas en el diseño de los operadores estudiados.

CAISO presenta un alto uso de procesos por la cantidad de energía variable que se encuentra instalada en su área de control, especialmente por la energía solar y la alta demanda de aires acondicionados en épocas de verano por las condiciones climatológicas en donde se encuentra. Esto puede ser evidenciado puesto que la capacidad instalada de energía renovables asciende a

casi la mitad del pico histórico de demanda presentado por este operador, lo que probablemente produce una alta incertidumbre de los requerimientos de energía neta que motiva la implementación de tantos procesos interconectados. Los procesos del mercado de tiempo real de CAISO se caracterizan por cubrir múltiples intervalos de corta duración, por lo general de 15 y 5 minutos, con un horizonte de tiempo de 1 o varias horas. Estos procesos implican un mayor control del despacho, las reservas y la regulación.

El rango de temperaturas varía considerablemente en California y puede provocar picos de demanda y generación a base de energía solar en muy cortos intervalos de tiempo como se evidencia en Figura 14. Contando con una rampa de toma de carga en 3 horas de 12700 MW, lo cual implica un alto uso de capacidad spinning y non-spinning en pocas horas, y que de no contar el operador con estas en el programa del mercado del día siguiente, debe proceder a comprometer unidades en los mercados de corto plazo para satisfacer las necesidades del sistema. La inseguridad que trae consigo estos cambios de velocidad de toma de carga y descarga debe ser mitigada y para esto se debe realizar una buena predicción de la carga, radiación y de velocidad del viento con el fin de establecer los requerimientos netos de generación para satisfacer el balance carga generación y garantizar los requerimientos de capacidad. Estos procesos deben usar predicciones de generación eólica, solar y de demanda para establecer dicha demanda neta.

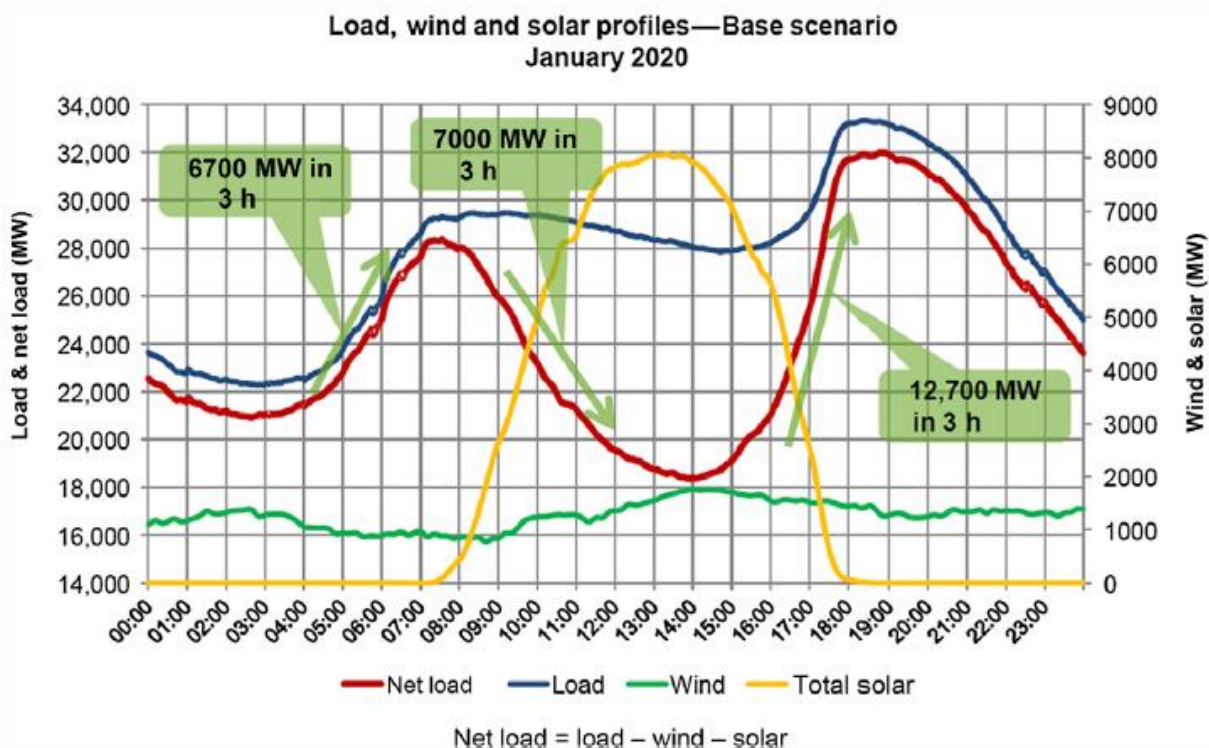


Figura 14: Ejemplos de rampa de toma de carga y descarga presentados por el operador CAISO. Fuente: [35]

Por el contrario, PJM a pesar de ser el operador con mayor capacidad instalada, es el que cuenta con la menor proporción de energía variable, eólica y solar, estas solo representan el 0.69% de la capacidad instalada total y por tanto el cambio en el programa de generación que implican estos recursos sobre el despacho es mucho menor que los presentados en CAISO. Así mismo, debido a la alta oferta de recursos a base de gas natural en la matriz energética que pueden responder rápidamente a los requerimientos de seguridad de frecuencia, se hace innecesario realizar un control exhaustivo de los cambios de las energías renovables con la disponibilidad actual durante la operación.

PJM pareciera ser el operador que impone más requerimientos en cuanto a las transacciones en el mercado intradiario puesto que obliga a los participantes a inscribirse y a seguir una política de combustible para transar en este mercado. Adicional a esto, los recursos que salieron seleccionados en el mercado del día siguiente y desean modificar sus posiciones, deben primero pasar por un

proceso donde se detecta si la confiabilidad está siendo alterada y de ser así, estos incurrirían en un cargo por interrupción. Sin embargo, para modificar las ofertas, se debe primero hacer un análisis de estas y en base a los compromisos adquiridos en el mercado del día siguiente.

Las reglas impuestas por PJM son completamente opuestas a las presentadas por CAISO, dado que todos los participantes están obligados a participar en el mercado intradiario ya que, de no ser así, las ofertas del mercado del día siguiente serían usadas para el mercado intradiario y de tiempo real.

PJM es el único de los operadores estudiados que tiene un proceso específico para la determinación de los precios marginales nodales, sin embargo, se desconoce la fuente de esta decisión.

Tanto PJM, NYISO y CAISO evidencian el uso de análisis de varios escenarios que se pudieran presentar en la operación con el fin de contar con los requerimientos necesarios para garantizar la seguridad y el balance de potencia durante la operación.

NYISO evidencia también una baja utilización de procesos probablemente también debido a la matriz energética con la que cuenta, 66.1% de la capacidad instalada en el área de control de este operador es proveniente de combustibles fósiles y por tanto no es necesario realizar un seguimiento tan exhaustivo del programa de generación.

NYISO presenta zonas que no pueden ser atendidas en su totalidad por el flujo de potencia que fluye a través de las líneas que conectan el sistema con estas, de igual forma a como ocurre en el sistema eléctrico colombiano en la costa caribe, para evitar el ejercicio de poder de mercado, el operador corre procesos de mitigación de poder de mercado.

Los tres operadores de EE.UU evidencian un diseño similar en el sentido que estos inicialmente se encargan de garantizar que contarán con los servicios de regulación y capacidad suficiente para

luego en los procesos más cercanos a la operación y con una discretización menor optimicen el costo de los productos de energía, capacidad y regulación con el objetivo de garantizar la seguridad del sistema no solo para el punto de operación actual, si no también proyectando los requerimientos en el futuro a través de la actualización de la información necesaria para las siguientes ejecuciones de los procesos. Adicionalmente, todos los operadores evidencian el uso de procesos que garantizan la seguridad del sistema de potencia ante eventos y que son corridos por decisión del operador, estos procesos encienden unidades que pueden responder rápidamente a estos eventos tanto para garantizar el balance carga-generación, como también para contar con los requerimientos de reservas y regulación para el resto del día operativo. Sin embargo, se encuentra que en la medida en que se cuenta con más procesos que miran hacia adelante, que optimizan y tienen en cuenta diferentes escenarios de generación y demanda es posible que el operador puede brindarle mayor confiabilidad al sistema de potencia y reduzca en el largo plazo el costo de operación del sistema de potencia, esto dado que pueden satisfacer requerimientos estrictos como toma de carga y descarga de grandes volúmenes de energía en cortos períodos de tiempo.

En todos los operadores estudiados se evidencia el uso y consideración las restricciones de rampas y su relación con las capacidades y los volúmenes de energía transados para garantizar el acoplamiento de los procesos y la seguridad del sistema, sin embargo, no todos obligan a los participantes a enviar las velocidades de toma de carga y descarga dentro de las ofertas.

España presenta una alta penetración de energía renovable, especialmente de energía eólica, este operador es el más parecido a Colombia en cuestión del diseño de las subastas de intradiario, puesto que solo realiza 6 durante del día, este, en conjunto con otros operadores utilizan un único algoritmo para las subastas llamado Euphemia. Este algoritmo es base de las transacciones de los mercados de energía europeos, lo cual evidencia claridad en los procesos.

OMIE sitúa los recursos nucleares y renovables en la base del programa de generación al establecer el precio de estos en cero puesto que no es posible hacer control dinámico de estas unidades, sin embargo, esto no se presenta en los otros operadores.

Los operadores evidencian diferentes posiciones en cuanto a la participación en el mercado intradiario, de acuerdo con la información analizada, el orden de acuerdo con la viabilidad e incentivación por parte de los operadores es la siguiente: Nord Pool, CAISO, NYISO, OMIE, PJM.

En OMIE los participantes que pueden ofertar en las subastas de mercado intradiario son los que hayan ofertado en el mercado del día siguiente del día en curso, unidades con indisponibilidades preestablecidas en el mercado del día siguiente, que se encuentren disponibles antes del cierre de la subasta del mercado intradiario y que hubieren sido programadas en el programa base de funcionamiento, unidades con contratos bilaterales de venta o compra de energía durante las horas de la subasta y que previamente se les informó al operador del mercado y las unidades con derechos de capacidad.

Nord Pool cuenta con reglas y protocolos claros de participación que aumentan las transacciones y por tanto la liquidez del mercado. Además, Nord Pool cuenta con ofertas diferentes y que se adaptan a las necesidades de los participantes. De Nord Pool es importante resaltar el énfasis que ejerce sobre la igualdad en las reglas entre el mercado del día siguiente y el mercado intradiario con el fin de armonizar las decisiones que los participantes pudieran realizar. Para transar en los mercados de Nord Pool es necesario contar con una membresía en donde se realiza un análisis de riesgo del nuevo participante, sin embargo, también se evidencia el uso de proceso de mitigación de poder de mercado. El mercado intradiario de Nord Pool está compuesto por un mercado en forma de subasta y un mercado continuo, permitiéndole al mercado contar con una

seguridad de liquidez mayor a través de las subastas y una libertad de cambio de posición de manera independiente a través del mercado en forma de subasta de dos caras.

En todos los operadores se evidencia el uso de procesos para evitar el posible abuso de poder de mercado, por lo general estos procesos se encuentran en los mercados de la hora siguiente o mercados de 15 minutos y corren en cada ejecución de estos mercados.



### CAPÍTULO 3: Mercado de Energía Colombiano

El mercado de energía colombiano brilla por su sencillez, lo cual es beneficioso para los participantes y para el operador del mercado ya que reduce los costos de operación de todos ellos; pero las nuevas tecnologías de generación como la generación distribuida y/o generación con energías alternativas la hacen obsoleta en aspectos como flexibilidad, programación con ofertas del día anterior, precio *expost*, entre otras problemáticas presentadas en la sección 3.3.

Problemáticas Presentadas en el MEM. Por tanto, la importancia de migrar a un nuevo MEM que integre nuevos procesos que permitan a Colombia responder a estas nuevas tecnologías, pero al mismo tiempo brinde la sencillez que ha presentado hasta ahora. En este capítulo se presenta el diseño actual del MEM y la propuesta regulatoria de [22] para la implementación de un mercado vinculante y un mercado intradiario.

#### 3.1 Mercado Mayorista en Colombia

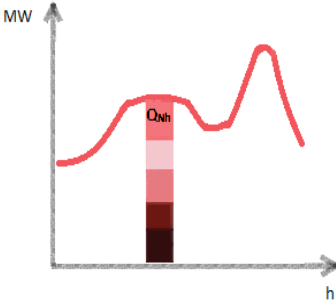
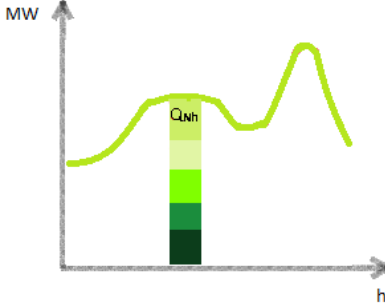
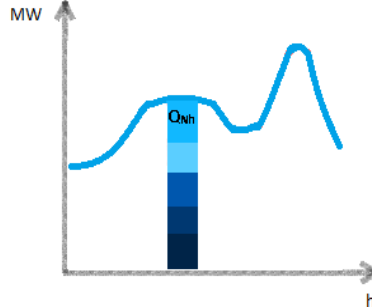
El mercado de energía mayorista colombiano de corto plazo en la actualidad funciona de la siguiente manera. Ver Figura 15 y Tabla 6.



Figura 15. Sinopsis del mercado de energía colombiano actual. Fuente: [22, p. 172]

Tabla 6

Despachos, entradas, salidas e información utilizada en MEM.

	DESPACHO PROGRAMADO	DESPACHO REAL	DESPACHO IDEAL
<b>ENTRADAS</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>Proyección de la demanda.</li> <li>Ofertas del día D-1 <math>P_{ji}, D_{jih}</math></li> <li>Restricciones de red.</li> <li>Características técnicas.</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>Proyección de la demanda.</li> <li>Indisponibilidades.</li> <li>Redespacho.</li> </ul>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>Demanda real.</li> <li>Ofertas del día D-1 <math>P_{ji}, D_{jih}</math></li> </ul>
<b>SALIDAS</b>	$Q_{Pih} \ h=1, \dots, 24$	Reconciliaciones. $Q_{Rih} \ h=1, \dots, 24$	Precio de Bolsa. $P_h$ $Q_{Iih} \ h=1, \dots, 24$

Fuente: [22, p. 172]

### 3.1.1 Despacho Programado

En [22, p. 170] se evidencia que una como la oferta de los generadores debe ser realizada en el caso colombiano en la actualidad como se evidencia a continuación:

Cada participante  $i$  debe realizar en el día D-1 una oferta  $P_{ij}$ , siendo  $j$  cada recurso de generación que es representado por el participante y cuya vigencia sería de las 24 horas del día operativo, en conjunto con la disponibilidad para cada una de las horas operativas  $D_{ijh}$ .

Tanto la información de la oferta como la proyección de generación es utilizada para realizar el despacho teniendo en cuenta las restricciones del sistema de potencia, de las unidades de

generación y las restricciones operativas. Y debe ser enviado a más tardar a las 14:45 del día anterior.

### **3.1.2. *Despacho Real***

Durante la operación, el equipo de la sala de control del sistema eléctrico debe asegurar la operación de esté siguiendo el programa de generación. Ese programa, de (D-1), fue calculado con incertidumbre puesto que la granularidad es horaria para una demanda continua y que varía segundo a segundo. Durante la operación, eventos pueden presentarse que involucran la modificación de alguna restricción, condiciones técnicas, operativas o eléctrica que fueron tenidas en cuenta para calcular el despacho del día siguiente y que por tanto ya vuelve el programa de generación inviable para las condiciones operativas existentes en el tiempo real, estos eventos pueden ser la salida de una línea de transmisión, sobrecarga de algún elemento, inoperatividad de una unidad de generación; modificando e inevitablemente desviando la generación del programa preestablecido que deberían seguir las unidades. Las causales de redespacho se encuentran debidamente establecidas en la regulación vigente. De acuerdo con lo anterior se debe establecer un nuevo programa de generación para las horas restantes del día operativo que de igual manera tiene en consideración las ofertas hechas por los agentes el día anterior y las restricciones actuales del sistema eléctrico, a este nuevo programa se le llama redespacho.

### **3.1.3. *Despacho Ideal***

$$\text{Ingresos del Generador} = P_h \times (Q_{ijh} - Q_{contratos}) + P_{contratos} \times Q_{contratos} \quad (2)$$

En este mercado se calculan los ingresos que debe recibir cada generador para cada hora por su servicio en el día de la operación. En la Ecuación 2, el  $P_h$  es el precio de cierre del mercado (precio

expost) y  $Q_{ijh}$  es la cantidad producida por el recurso de generación  $i$ , por la unidad  $j$  en el período  $h$ , estos ingresos se calculan teniendo en cuenta el precio de ofertas hechas para el despacho programado, disponibilidad comercial de las unidades despachadas y demanda real a nodo único.

La diferencia entre el despacho ideal y el despacho real refleja las restricciones del sistema de potencia, a través de la generación forzada y el costo de esta es el costo de congestión.

### **3.2. Regulación de Frecuencia en el MEM**

En el caso colombiano, los generadores que se encuentran habilitados, es decir, que cuentan con los requerimientos técnicos para prestar el servicio de regulación secundaria de frecuencia ofertan su disponibilidad de holgura en conjunto con la oferta de energía el día antes de la operación con el fin de salir programados para prestar dicho servicio.

Adicionalmente, durante la operación, otros generadores se encuentran encendidos y que sirven como respaldo en caso de que la holgura de AGC se esté agotando, tal es el caso del generador que se encuentra marginando o las unidades que se encuentran encendidas, las cuales, aunque no salieron en mérito en toda su disponibilidad deben estar encendidas por restricciones medioambientales o mínimos técnicos obligatorios.

Para la determinación de las necesidades del servicio de regulación secundaria de frecuencia se debe tener en cuenta los parámetros considerados en la Tabla 7 y que se encuentran condensadas en la regulación para establecer los estándares necesarios para brindar la calidad que el sistema eléctrico necesita durante la operación. Este requerimiento será optimizado en el mercado del día siguiente actual que no genera compromisos y para la casación de las ofertas se debe tener en cuenta las ofertas hechas por los generadores que pueden prestar el servicio, en cuyo caso, la oferta máxima de capacidad de un generador estará dada por “mayor valor entre la inflexibilidad técnica

y la generación mínima por seguridad eléctrica” [36] y el precio será el mismo al considerado para el mercado de energía ofertado por el recurso de generación para el día operativo y serán asignadas la aceptación de las ofertas siguiendo el orden de mérito.

*Tabla 7*

*Parámetros para el establecimiento del servicio de regulación secundaria de frecuencia.*

PARAMETROS	REQUERIMIENTO
Velocidad de Cambio del Sistema.	Valores entre 50 y 70 MW/min  3 unidades.
Número Mínimo de Unidades.	Las plantas de ciclo combinado serán consideradas para el AGC como una sola unidad.
Reserva de AGC.	Igual a la capacidad de la unidad de generación más grande del sistema y teniendo en cuenta la demanda de la hora operativa
Valor Mínimo para Participar en AGC	23 MW por planta. Este valor es igual hacia arriba y hacia abajo.

Fuente: [37]

Finalmente, para la determinación de la reserva rodante se deben utilizar métodos probabilísticos que consideran el VERCPC y deben ser repartidos entre las unidades que satisfagan las necesidades de las áreas operativas y finalmente entre el resto de las unidades en el sistema de potencia.

### **3.3. Problemáticas Presentadas en el MEM**

La problemática que presenta el mercado de energía mayorista y que se evidencian en [22] para la implementación de un despacho vinculante radica en:

- Falta de flexibilización del mercado que imposibilita el cambio de posición de los recursos de generación por la utilización en el redespacho de ofertas realizadas el día antes de la operación e imposibilitando la entrada de FNCER puesto que su certeza energética se conoce hasta solo unas pocas horas antes de la operación.

- Exposición al riesgo del mercado por parte de la demanda debido a la liquidación implementada con precio *expost* que impide la implementación de productos financieros que lo mitiguen y la implementación de programas de respuesta a la demanda.
- Falta de coordinación con el despacho de gas natural, desaprovechando posibles oportunidades de eficiencia económica por medio de ofertas de generadores con nuevos precios de energía primaria.
- Inseguridad en las declaraciones de indisponibilidad por una real indisponibilidad o por el interés económico de los agentes generadores.

### 3.4 Propuesta de la CREG

Se planteó la implementación de un mercado del día siguiente e intradiario por [22] cómo se presenta a continuación:

#### 3.4.1. Mercado del Día Siguiente (D-1)

La propuesta plantea que la subasta realizada en la actualidad y que fue explicada en 3.1.1 Despacho Programado creen compromisos para los participantes cuyas ofertas resultaron aceptadas y por tanto el precio resultante, *exante*, de este mercado sirva para liquidarlo.

Este programa tendría la misma filosofía, es decir, teniendo en cuenta las restricciones técnicas y operativas regulatoriamente establecidas. Dichas ofertas deben ser enviadas antes de la 1:00 pm un día antes de la operación. [22, p. 180]

El procedimiento tendría en cuenta, al igual que ahora, las ofertas de los generadores y la proyección de la demanda y se encontraría un precio de mercado a nodo único por medio del cruce

de las curvas de generación y demanda agregada, este cruce permitiría encontrar el precio del mercado.

Una vez encontrado el precio del mercado a nodo único, se incorporarían las restricciones de red al problema de optimización y se determinaría el despacho del día siguiente, es decir, cantidad a generar por parte de cada generador. La cantidad por generar y el precio del mercado será notificado a cada generador o portafolio de generación individualmente antes de la 1:35 pm un día antes del día operativo.

La participación en este mercado será obligatoria para los generadores que cumplan las características de ser formadores de precio establecidas por la CREG y documentada en la regulación vigente, en el caso de los usuarios no regulados, sería una participación voluntaria, los cuales podrían enviar una curva de generación y precio a la cual estarían dispuestas a desconectarse o disminuir su demanda (sensibilidad a las señales del mercado).

## **CAPÍTULO 4: Mercado Intradiario**

En [22] se establece: “El mercado intradiario es la regla de mercado complementaria al despacho vinculante”. Pero este mercado debe analizarse e implementarse con todos los protocolos y reglas necesarias para su correcto funcionamiento, al igual que se pretende establecer para el mercado vinculante ya que su implicación en la seguridad y costo de la operación es importante.

La primera subasta ocurriría entre las 21:00- 21:15 del día de cierre del despacho vinculante, contando con un formato de oferta, formación de precio y mérito agregado igual al del despacho vinculante, informando a los participantes sus posiciones antes de las 23:00 del mismo día. Este programa de generación entraría a regir para las 24 horas del día de operación.

De igual manera la segunda subasta de mercado intradiario se daría a las 6:00-6:15, la programación se enviaría a las 8:00 y entraría en funcionamiento a partir de las 9:00 y regiría para el resto del día de operación. En iguales condiciones se daría el mercado intradiario de las 14:00-14:15, dos horas después se informaría a los participantes de sus nuevas posiciones y regiría a partir de las 17:00, rigiendo durante el resto del día de operación [22, p. 182].

En cuanto a participación, esta será la misma del despacho vinculante, con la diferencia de que los generadores que estuviesen indisponibles en el mercado del día siguiente y este no fuese un mantenimiento programado en el despacho vinculante no podrían ofertar. Además, los usuarios no regulados podrían participar. Pero toda participación debe ser con precios menores a los del último precio ofertado para el día operativo. Como se evidenció anteriormente esto permite dar claridad a las señales del mercado y la operación.



#### **4.1 Liquidación**

La liquidación de contratos, vinculante, intradiario, real e ideal se realizaría teniendo en cuenta el sistema de doble liquidación que fue explicado en 1.2 Sistema de Doble Liquidación, en el cual la diferencia entre las posiciones de un mercado frente al otro representaría la energía liquidada al precio de cierre de dicho mercado. Es decir, la liquidación se realizaría con la regulación vigente, teniendo en cuenta que las reconciliaciones positivas y negativas, para los recursos hidráulicos se pagan a precio de cierre de mercado y del resto de unidades (térmicas) con los costos de operación con el fin de pagar el precio marginal de la unidad.

Las desviaciones serían tomadas como incumplimiento a los compromisos adquiridos en los mercados previos a la operación en tiempo real, es decir a los mercados intradiario y al mercado del día siguiente o debido a las autorizaciones realizadas durante la operación con el fin de garantizar la seguridad del sistema y se liquidarían como generación forzada.

#### **4.2 Pruebas**

Según [22], las pruebas voluntarias harían parte del despacho vinculante o intradiario y serían remuneradas con el precio de estos mercados. Además, las pruebas de disponibilidad que son solicitadas para verificar que la planta cumple sus obligaciones de energía firme del cargo por confiabilidad serían programadas en el despacho económico y liquidado como generación forzada.

#### **4.3 Regulación Secundaria de Frecuencia**

[22] establece que es conveniente realizar un despacho de AGC cada vez que se tengan las ofertas de cada mercado intradiario, realizándose antes del despacho económico, con reglas de remuneración actual.

#### **4.4 Análisis de la Propuesta y Requerimientos de la Implementación del Mercado**

##### **Intradiario**

Con el fin de garantizar el balance de energía en tiempo real es necesario la realización de varios procesos de optimización teniendo en cuenta las ofertas de los agentes, las restricciones de la red y el pronóstico de demanda. El mercado día siguiente es un mercado en donde es posible que la brecha entre la generación y la demanda disminuya, pero que también aumente si no se realiza de manera apropiada; por consiguiente presentándose la posibilidad de disminuir o aumentar el costo de operación al no dar las señales apropiadas a los otros mercados tanto de las necesidades de generación como del sistema de potencia y por tanto el programa de generación se desviaría de las necesidades durante el día de operación, aumentando el uso indiscriminado de la regulación secundaria de frecuencia y la reserva terciaria.

El sistema eléctrico de potencia establece límites eléctricos, técnicos y operativos que deben ser analizados por mecanismos centralizados para garantizar la correcta operación. Lo cual es “especialmente cierto cuando el óptimo conjunto de transacciones depende de la distribución de las tecnologías de generación seleccionadas y no solo en el carácter individual de las transacciones” [3]. Al depender de las tecnologías seleccionadas, involucra el sometimiento de las restricciones técnicas que este tipo de recursos adicionan a la operación del sistema eléctrico. Por tanto, se puede decir que el mercado intradiario si permite disminuir la incertidumbre asociada a los recursos de generación renovables y errores en el pronóstico de demanda que desvían la operación del programa de generación de dicho mercado siempre y cuando si tenga en cuenta dichas restricciones.

Obligar a participar a todo agente que quiera transar en el intradiario, a hacerlo en el vinculante para un período determinado disminuye las posibilidades de poder de mercado ya que

el análisis posoperativo puede hacerse siguiendo un procedimiento previamente definido y sin la necesidad de requerir reglas adicionales que efectúen excepciones, las cuales solo traen consigo retrasos en los procesos del operador, el administrador del mercado y la posibilidad de evadir las normas por parte de los participantes. Desde el punto de vista operativo, las necesidades en tiempo real obligan al operador del sistema a autorizar recursos a desviarse del programa de generación con el fin de garantizar la seguridad del sistema, esta necesidad no necesariamente va en contra de la regla de ofertar en el vinculante para poder hacerlo en el intradiario pero en momentos críticos cuando no exista disponibilidad por parte de ninguna unidad de generación el sistema podría verse afectado o el mercado no enviar las señales de precio apropiadas para garantizar la seguridad del sistema ante un evento o contingencia por no contar con ofertas bien sea de energía que podrían materializarse en energía y reserva rodante o de regulación. O podría implementarse una regla o autorización para que los participantes participen en algún intradiario aun cuando no hubieran transado en un mercado centralizado anterior si por condiciones de seguridad operativa fueran necesarias. Para lo cual XM como empresa encargada de la operación y administración del mercado enviaría la señal para que los recursos de generación realizaran dichas ofertas.

La implementación del mercado intradiario implicaría indirectamente la reducción de los redespachos puesto que las modificaciones del programa de generación podrían darse en este mercado y no a través de la solicitud de un redespacho, pero esto solo sería cierto si se disminuyen los tiempos a partir del cierre de la subasta y el momento en el cual se hace efectivo el nuevo programa de generación y se aumenta el número de subastas intradiarias propuestas. En cualquier caso, el costo de operación producto de los redespacho ya no tendría en cuenta ofertas del día mercado del día siguiente, que como ya se mencionó pueden ser ineficientes. Ya que utilizarían ofertas del ultimo mercado intradiario, la topología actualizada y la matriz energética utilizada

sería tomada en cuenta para el resto de subastas intradiarias con nuevas ofertas de generación y demanda. Ante algún evento, con las ofertas del mercado del día siguiente actuales, el precio de la operación tendería a aumentar debido a que el programa inicial se encuentra optimizado para disminuir el costo de operación e involucraría el uso de ofertas más costosas puesto que solo existe un único precio de oferta y podrían existir costos asociados a riesgo o incertidumbre operativa o energética.

Con el objetivo de disminuir la incertidumbre de la producción de generación de las fuentes intermitentes de energía, es conveniente el uso de herramientas que ayuden a predecir el comportamiento de estas unidades; así reducir el uso de regulación secundaria de frecuencia y garantizar la seguridad del sistema de potencia. Proyectos como el de [38] donde se evidencia las necesidades de la implementación de una política que exija a los generadores de este tipo de tecnológicas enviar: “series de medidas de viento y de radiación solar con información de cada diez minutos, para determinar las variaciones en los requerimientos de reserva para control de frecuencia” [38, p. 3] son benéficas puesto que ayudan a mejorar la predicción de los recursos durante la operación. Este tipo de medidas nacen del referenciamiento internacional, como es el caso de “CAISO que requiere datos de producción (MW) y datos meteorológicos para pronosticar la energía y deben ser enviados por telemetría al operador. Estos datos deben ser recolectados para un mínimo días consecutivos (con frecuencia de 4 segundos). Cada planta instalará un mínimo de una (1) estación meteorológica. Si la planta es superior a (5) MW, deberá tener un mínimo de dos (2) estaciones meteorológicas” [39, p. 37]

El envío de ofertas de curva de demanda y de ofertas de desconexión es acertado puesto que brinda flexibilidad al mercado de electricidad y permite la actuación de estas no solo ante precios altos sino también en respuesta a cambios bruscos en las necesidades de generación producto de

la introducción de incertidumbre proveniente de los recursos variables como lo son las FNCER. En [35, p. 110] se evidencia la necesidad de un producto que permitiría que los participantes de generación estuvieran motivados a enviar un modelo exacto de las unidades de generación e intrínsecamente de sus capacidades reales de toma de carga. Además, se expone como “CAISO para atender las necesidades de toma de carga que introdujeron las energías alternativas como los paneles solares a la red durante la operación del sistema eléctrico a introducido un producto de flexibilidad de rampa” [35]. De acuerdo con esto se propone la creación de un producto de rampa que pueda ser introducido en la oferta de los generadores y que pueda ser utilizada para el despacho del mercado intradiario y las herramientas de la operación, este producto permitiría establecer y administrar de una mejor manera las necesidades de capacidad, “posicionando las reservas secundarias de uso exclusivo a eventos inesperados y no a cambios de generación por incertidumbre” [35].

Para sincronizar los productos de respuesta de frecuencia se debe modelar adecuadamente las incertidumbres de la carga y las FNCER, pudiendo realizar un correcto control de estos recursos no solo teniendo en cuenta la velocidad de toma de carga, sino también las consecuencias de este sobre el sistema de potencia de acuerdo con el lugar topológico que ocupa en la red eléctrica.

El producto de toma de carga solo dejaría de ser penalizado cuando la falta de capacidad de toma de carga rápida evidenciara un problema para la seguridad del sistema. Abriéndose la posibilidad de implementación de precios nodales que evidenciarían las necesidades reales y topológicas del sistema interconectado, incentivando la capacidad instalada no solo teniendo en cuenta la proyección de la demanda, sino también las nuevas necesidades de la operación a través de los diferentes productos del mercado de electricidad. A su vez evitando exigir a las unidades de generación intermitente no hacer uso de generación que estaría disponible.

Faltaría encontrar la relación costo beneficio entre estas dos para establecer los rangos de toma de carga para este nuevo producto. Para establecer los requerimientos de rampa, en [35, p. 111] se define que “es necesario tener el pronóstico de carga de corto plazo, el intercambio neto, desviaciones de menores, pronóstico de FNCER y ajustes de demanda del sistema por los comercializadores. Adicionalmente presenta como el escenario que tiene la peor confiabilidad no es la de menor carga o mayor carga, es la que tiene mayores requerimientos de rampa de toma de carga y de descarga” que como ya se mencionó, pueden ser satisfechas por medio del nuevo producto de toma de carga.

XM ya se encuentra en la tarea de realizar este tipo de pronósticos, puesto que planea la “realización de pronósticos de redespacho con horizonte de 35 horas, resolución de 1 hora y frecuencia de una hora para establecer programa de reservas y de disponibilidad de recurso y planea realizar pronósticos de tiempo real con horizonte de 65 minutos, resolución de 5 minutos y frecuencia de 5 minutos para establecer el balance de generación. Adicional a esto planea disminuir el tiempo para la realización del redespacho, por medio del aumento de 30 minutos para recibir el redespacho y la disminución de 30 minutos de realizar los cambios” [40]. Esta información es vital para garantizar un pronóstico de generación y demanda adecuado para ser utilizado en las herramientas utilizadas durante la operación en tiempo real.

Con respecto a la propuesta, cabe resaltar que en el Anexo 2 de [1] se evidencia un cambio de posición de todos los recursos, presentándose un programa de generación en el intradiario diferente al programado en el vinculante. Sin embargo, los redespacho establecidos en la sala de control de ante mano suponen que los recursos que no son afectados por la razón del redespacho cumplen con las restricciones del sistema de potencia y las condiciones operativas del día de interés. A pesar de esto, es necesario que sea evaluada la capacidad de todos los generadores de afectar el programa

de generación del despacho vinculante en comparación con el intradiario. Podría ser tenida en cuenta una penalidad por una desviación mayor a un porcentaje de oferta presentada entre los diferentes mercados que no atiende a requerimientos de seguridad. O podría ser esta tenida en cuenta por medio de la implementación de un proceso similar al presentado en los mercados de energía de EEUU de mitigación de poder de mercado que utilizan pruebas pivótales u otros métodos para evitar el ejercicio de poder de mercado, estos procesos deberían ser utilizados para cada una de las subastas pertenecientes al mercado intradiario y vinculante.

## Conclusiones

1. Es importante la utilización de varios procesos de optimización cercanos a la operación, tal como se da en operadores como CAISO con el fin de programar capacidad, energía y regulación como requerimientos de seguridad. Pero también el relacionamiento con el mercado intradiario es vital para que su introducción sea la adecuada puesto que contaría con la información precisa para la toma de decisiones. Es por esto que estos procesos deben utilizar pronósticos de generación y demanda y estos a su vez deben estar conectados con las herramientas de comunicación con los participantes, pudiendo estos responder a los requerimientos del mercado que son un reflejo de las necesidades del sistema de potencia y los mercados inmediatamente después, como es el caso de las subastas intradiarios.
2. Los pronósticos de generación (radiación y viento, entre otros) y demanda, así como cada una de las herramientas de corto plazo deben ser alimentadas por medidas adecuadas para garantizar una buena predicción de los pronósticos de demanda y en el futuro de generación de las FNCER. Esto con el fin de que mercados cercanos a la operación el mercado intradiario y los mercados en tiempo real puedan ser efectivos.
3. con la implementación del mercado intradiario deben ser reevaluadas las causales de redespacho de tipo comercial que no afectan la seguridad del sistema eléctrico con el fin de incentivar las subastas intradiarios y por tanto su liquidez. Adicional a esto es necesario un estudio de participación en subastas intradiarias que no afecte la habilidad del operador en la toma de decisiones, en especial en momentos de escasez donde las condiciones de seguridad operativa pudieran ser afectas puesto que participantes que no ofertaron en el



vinculante, no podrían hacerlo en el intradiario. Lo que sí es claro es que las subastas intradiarios deben incentivar la disminución del costo total de la operación, producto de una maximización del beneficio social producto de la participación de la oferta de generación y demanda.

## Bibliografía

- [1] D. S. & S. Kirschen, Fundamentals of power system economics, John Wiley & Sons., 2004.
- [2] L. T. A. Maurer y L. A. Barroso , «Electricity Auctions: an overview of efficient practices,» World Bank Publications , 2011.
- [3] F. Felder y S. Stoft, Power System Economics: Designing Markets for Electricity, 2002.
- [4] D. Heinemann, E. Lorenz y M. Girodo, «Forecasting of solar radiation,» Solar energy resource management for electricity generation from local level to global scale, 2006.
- [5] Frontier Economics Ltd, «Benefits and practical steps towards the integration of intraday electricity markets and balancing mechanisms,» London, 2005.
- [6] F. Borggrefe y K. Neuhoff, Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration, 2011.
- [7] «PJM Learning Center - What are Black Start Services?,» 18 01 2018. [En línea]. Available: <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/markets-faqs/what-are-black-start-services.aspx>.
- [8] California ISO, «Business Practice manual For The Energy Imbalance Market,» Folsom, 2018.

- [9] P. e. a. Kundur, «Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions.,» IEEE transactions on Power Systems 19.3 , pp. 1387-1401, 2004.
- [10] J. Bowring, «2016 State of the Market Report for PJM,» de Monitoring Analytics, Eagleville, 2017.
- [11] PJM, Energy and Ancillary Services Market Operations, 2017.
- [12] California ISO, «caiso.com,» 12 febrero 2018. [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/Default.aspx>.
- [13] California ISO, «caiso.com,» 12 febrero 2018. [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>.
- [14] CAISO, «caiso.com,» 12 03 2018. [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/informed/Pages/CleanGrid/default.aspx>.
- [15] XM, «Vigencia Estratègica Còdigo de Conexión,» Medellin, 2017.
- [16] CAISO, «Caiso.com,» 2018 febero 2018. [En línea]. Available: [http://www.caiso.com/CBT/Real-TimeMarketOverview\\_CBT/story\\_html5.html](http://www.caiso.com/CBT/Real-TimeMarketOverview_CBT/story_html5.html).
- [17] California ISO, «Business Practical Marginal For The Energy Imbalance Market,» Folsom, 2018.
- [18] CAISO, «Business Practice Manual For Market Operations,» 2016.
- [19] NYISO, «The New York Independent System Operator,» [En línea]. Available: <https://home.nyiso.com/>. [Último acceso: 15 06 2018].
- [20] N. Y. I. S. Operator, «Power Trends New York`s Evolving Electricity Grid 2017,» New York, 2017.

- [21] NYISO Stakeholder Services, Market Participants User's Guide, Rensselaer, NY, 2016.
- [22] CREG, «Propuesta para la Implementación de un Despacho Vinculante,» Documento CREG, Bogota, 2016.
- [23] NORD POOL, «nordpoolgroup.com,» 14 03 2018. [En línea]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/TAS/intraday-trading/>.
- [24] Nord Pool, «nordpoolgroup.com,» 3 03 2018. [En línea]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/TAS/intraday-trading/order-types/>.
- [25] Nord Pool AS, «Intraday Market Regulations,» Oslo, 2018.
- [26] Nord Pool, «nordpoolgroup.com,» 3 03 2018. [En línea]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/message-center-container/newsroom/feature/>.
- [27] ENTSOE, «Cross Border Intraday (XBID) Trading Solution Pre-Launch Event,» Brussels, 2018.
- [28] OMEL, «Mercado de electricidad,» 2017.
- [29] OMIE, «omie.es,» 27 Febrero 2018. [En línea]. Available: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/conoces-nuestro-mercado-de-electricidad>.
- [30] OMIE, «omie.es,» 13 03 2018. [En línea]. Available: <http://www.omie.es/inicio/mercados-y-productos/mercado-electricidad/nuestros-mercados-de-electricidad/mercado-intradiar>.
- [31] Secretaria del Estado de Energia, «14278 Resolución de 23 de diciembre de 2015,» de Boletín oficial del estado, 2015, pp. 123335-123366.

- [32] OMIE, «Nuevo funcionamiento del mercado intradiario MIBEL,» 02 03 2018. [En línea]. Available: [nuevomercadointradiario.omie.es](http://nuevomercadointradiario.omie.es).
- [33] OMIE,REN,Red electrica de España, Propuesta de Funcionamiento para el Mercado Intradiario en el MIBEL.
- [34] OMIE, «[www.nuevomercadointradiario.omie.es](http://www.nuevomercadointradiario.omie.es),» [En línea]. Available: <http://www.nuevomercadointradiario.omie.es/es/s01-intradiario-p2.html>. [Último acceso: 2018 06 19].
- [35] L. E. Jones, Renewable Energy Integration: Practical Management of Variability, Uncertainty And Flexibility in Power Grids, London: Academic Press, 2017.
- [36] CREG, «Creg 198 de 1997,» 1997.
- [37] XM, «Anexo 2: Requisitos para la prestación del servicio de regulación secundaria de frecuencia AGC.,» Medellin, 2010.
- [38] XM, «ResumenEenrgiaRenovable,» [En línea]. Available: <http://www.xm.com.co/EnMovimiento/Documents/Boletin335/ResumenEenrgiaRenovable.pdf>. [Último acceso: 25 06 2018].
- [39] XM, «Vigencia Estratégica Integración Fuentes Renovables No Convencionales Al SIN,» Medellin, 2017.
- [40] XM, «Propuesta de requerimientos técnicos para la integración de fuentes de generación no síncrona al SIN,» Medellin.
- [41] T. Masuta, T. Oozeki, J. G. da Silva Fonseca y A. Murata, « Impact of forecast error of photovoltaic power output on demand and supply operation in power systems,» de Power Systems Computation Conference, n.d., 2014,Agosto.

- [42] CAISO, «Master File User Interface User Guide,» 14 Febrero 2018. [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/participate/Pages/ApplicationAccess/Default.aspx>.
- [43] CAISO, «Caiso.com,» 11 Febrero 2018. [En línea]. Available: [https://www.caiso.com/CBT/Real-TimeMarketOverview\\_CBT/story\\_html5.html](https://www.caiso.com/CBT/Real-TimeMarketOverview_CBT/story_html5.html).
- [44] CAISO, «caiso.com,» 24 Diciembre 2012. [En línea]. Available: <http://www.caiso.com/Documents/AutomatedDispatchSystemOverview.pdf>.
- [45] NERC, «nerc.com,» 26 Febrero 2018. [En línea].
- [46] Red Electrica de España, «El sistema electrico de España,» Madrid, 2017.
- [47] Nord Pool, «nordpoolgroup.com,» 3 03 2018. [En línea]. Available: [https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/trading-and-services/qa\\_intraday-auctions.pdf](https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/trading-and-services/qa_intraday-auctions.pdf).
- [48] Luciano de Castro, «Análisis de las propuestas de la CREG para el sector Eléctrico Colombiano,» Iowa City, 2016.
- [49] David Harbord, «CREG Expert Panel on Colombian Energy Market Reform,» Oxford, 2016.
- [50] Frontier Economics Ltd, «Benefits and practical steps towards the integration of intraday electricity markets and balancing mechanisms,» London, 2005.
- [51] Hogan, W.W, «Market Design and Electricity Restructuring,» Orlando, 2005.
- [52] Jianzhing, T., «Overview of PJM Energy aMarket Design, Operation and Eperience.,» IEEE,24-27, 2004.
- [53] Neuhoff,K. ,N., Slah-Abou-El-Enien, A.,& Vassilopoulos, P., «Intraday Markets for Power:Discretizing the Continuous Trading.,» Cambridge, London, 2016.

- [54] A. L. Ott, «Evolution of Conventional, Renewable and Alternative Resources in PJM Market Operations. Operation and Market Challenges in Markets with Penetration of Renewable Energy Sources,» 2012.
- [55] H. David, «CREG Energy Market Panel :The Evolution of Energy Market Regulations in Colombia,» Oxford, 2016.
- [56] European Regulators Group for Electricity and Gas, «EREG Guidelines of Good Practice for Electricity Balancing Markets Integration (GGP-EBMI),» Bruxelles, 2006.
- [57] Global, B. P., «BP Statistical Review of World Energy.,» London, 2016.
- [58] C. & D. R. Rodríguez, «Caracterización del sector eléctrico colombiano.,» Medellín, 2013.
- [59] California Energy Commission., «energy.ca.gov,» Energy Glossary, [En línea]. Available: <http://www.energy.ca.gov/glossary/glossary-i.html>. [Último acceso: 21 Mayo 2018].
- [60] N. H. M. Von Der Fehr, «CREG Expert Panel on Energy Market Reform,» Bogotá, 2016.

### Apéndice A: Procesos de Mercado de Tiempo Real de PJM

PROCESO	DETALLE
MITIGACION DE PODER DE MERCADO	Según [11, p. 34] en la prueba de mitigación de poder de mercado se busca mitigar aquellas unidades que teniendo en cuenta la red de transmisión, podrían modificar el precio de no ser techadas. Para esto se utiliza un test Tres Pivotal y puede ser tanto para energía como para capacidad y regulación.
ASO	Como se establece en [11, p. 40] ASO le da seguridad al operador del sistema de potencia puesto que le brinda las necesidades de este en cuenta a holgura de regulación y cantidad de capacidad del sistema para un horizonte de tiempo de 1 hora y teniendo en cuenta pruebas de mitigación para reservas y regulación. Para determinar los precios de capacidad y actuación de los servicios de regulación se promedian los precios de los 12 períodos de 5 minutos. El despeje de este mercado se realiza 30 minutos antes de la operación, junto con el mercado de reserva síncrona que solo puede programar unidades inflexibles.
IT-SCED	Como se describe en [11, p. 40] IT-SCED hace pruebas de mitigación para energía y posteriormente realiza una programación de unidades teniendo en cuenta la trayectoria de varios intervalos, recomendación de compromisos de unidades para energía, reservas y respuesta a la demanda. El horizonte de tiempo es de 1 ó 2 horas utilizando un historial de información y la información más actualizada. Adicionalmente el proceso considera diferentes variantes posibles de condiciones durante la operación y a partir de allí, establecerá un programa de generación para cada uno de ellos.
RT-SCED	En [11, p. 41] se menciona que RT-SCED encuentra un programa de generación por medio de la optimización de energía, reservas y regulación cada 5 minutos teniendo en cuenta diferentes escenarios con el fin de garantizar el balance de generación, en conjunto con un control de restricciones que garantizan seguridad y compromisos de reservas.
LPC	[11, p. 42] establece que en LPC es un proceso de optimización de precios de energía y reservas por medio del equilibrio entre la generación y la demanda teniendo en cuenta las condiciones del sistema de potencia. Como salidas se obtienen los precios marginales locacionales, el precio de reserva sincronizada SRMCPs y la reserva no sincronizada NSRMCP. Para esto el proceso debe tener en cuenta el programa actual, los diferentes tipos de reservas, límites operativos de los generadores y la demanda y las condiciones eléctricas del sistema de potencia.



## Apéndice B: Procesos de Mercado de Tiempo Real de CAISO

PROCESO	DETALLES
MPM	En [18, p. 223] se evidencia que MPM es un proceso que se da lugar cada hora, específicamente en T- 67,5 minutos de la hora operativa para HASP y para el proceso de RTUC con la misma resolución, pero para 6 intervalos. Se encarga, como su nombre lo dice, de mitigar las ofertas que se usaran en el mercado en tiempo real para los diferentes procesos utilizando el pronóstico de demandas, las ofertas de la demanda para el balance de potencia y que serán organizados dependiendo del proceso para el cual se encuentre corriendo, por ejemplo, en el caso de HASP, se usara el menor valor de los 4 intervalos de 15 minutos para redefinir las ofertas que hayan fallado el test de mitigación.
HASP	Según [16] y [18, p. 231] es un proceso de resolución horaria que opera en T - 67,5 minutos antes de la hora operativa, con un horizonte de tiempo de 60 minutos y subdividido en intervalos de 15 minutos, funciona con la primera ejecución de RTUC de la hora operativa y utiliza SCUC. En el inicialmente se lleva a cabo un MPM que servirá tanto para el uso en HASP como en la ejecución de los siguientes procesos. HASP está encargado de programar los recursos no dinámicos con ofertas de bloques horarios de energía y servicios auxiliares, programación <i>intertie</i> <sup>8</sup> , recomendaciones para los cuatro intervalos del horizonte de tiempo de energía y servicios auxiliares de los recursos que pertenecen a el área de control de CAISO (pre-despacho) por medio de la generación de cantidad y precios nodales para cada uno de los 15 minutos del horizonte de tiempo que serán enviados a los coordinadores de programación y optimizados en los procesos siguientes como el FMM o RTD, para esto se utiliza el pronóstico de CAISO y los participantes de la demanda pueden realizar sus ofertas. Este proceso también permite encontrar deficiencias energéticas para ser tenidas en cuenta en otros procesos. Para la comunicación de este proceso con los participantes, la información será publicada en ADS y CAS una vez el operador ha validado la información resultante de la ejecución y estos resultados se publican 45 minutos antes de la operación en tiempo real. Como parte de los servicios auxiliares se determinan las reservas spinning y non-spinning que solo serán de contingencia, es decir, solo serán activadas llegado el caso que se presente una contingencia y para esto la capacidad se convertiría en energía de acuerdo con la oferta hecha para energía que es obligatoria si se desea prestar este servicio.

<sup>8</sup> Programación entre operadores que implican el uso de una línea de transmisión entre las áreas de control.

RTUC/FMM	<p>En [11, p. 235] y [18, p. 234] se describe el proceso de RTUC como: utiliza información de SE o de las telemidas con un horizonte de tiempo de 105-60 minutos, usa SCUC y tiene en cuenta restricciones de flexibilidad de rampa para programar multi-objetivamente energía, reservas spinning, non-spinning y regulación, teniendo en cuenta las transiciones de las unidades multietapas. Igual a HASP, este proceso comienza con la ejecución de un MPM, pero en este sí se permite el compromiso y programación de energía y servicios auxiliares de las unidades que se encuentran bajo el área de control de CAISO para el primer intervalo de 15 minutos en el caso de energía y para el segundo intervalo para servicios auxiliares, teniendo en cuenta los requerimientos de NERC y recomendaciones para el resto de los intervalos del horizonte de tiempo. Este proceso considera la inter-temporalidad de los recursos, sus rampas de toma de carga y la capacidad de estas utilizando el FNM. Este proceso permite la sincronización entre el mercado de la hora siguiente y la situación actual operativa del sistema de potencia con los pronósticos de demanda actualizados y por tanto sirve como una sintonización de HASP. Al tratarse de un UC, este permite el encendido y apagado de unidades que el proceso pueda analizar dentro de su horizonte de tiempo, es decir consideraría solo unidades de arranque rápido, corto o medio al igual que cambios con las unidades que pertenezcan a coordinadores de control de área diferentes.</p> <p>Los precios calculados por el mercado FMM con resolución de 15 minutos tanto para energía LMP como servicios auxiliares ASMP serán tenidos en cuenta por este proceso que posteriormente será verificado por el operador. La información producto de la ejecución del proceso será enviada a través del ADS en donde se informará tanto de los compromisos y programas como los precios del intervalo analizado y las recomendaciones para los intervalos posteriores. Si por alguna razón la convergencia se ve comprometida, se establecerá como analizado los resultados del programa recomendado para el intervalo de compromiso de la última ejecución que si habría convergido para este intervalo. De igual forma que RTUC evalúa las salidas de HASP, un proceso posterior, llamado RTED evaluará las salidas del proceso RTUC [11, p. 238]</p> <p>El proceso de RTUC se realiza de la siguiente manera:</p> <p>RTUC 1 Con un horizonte de tiempo de una hora y media, empezando 30 minutos antes del período bajo análisis hasta el final de este. Corriéndose 67.5 minutos antes de TH.</p> <p>RTUC 2 Con un horizonte de tiempo de 255 minutos, empezando 30 minutos antes del período bajo análisis hasta el final de este. Corriéndose 52.5 minutos antes de TH.</p> <p>RTUC 3 Con un horizonte de tiempo de una hora, empezando justo al inicio del período y con una duración de un período, se corre 37.5 minutos antes de TH.</p> <p>RTUC 4 Con un horizonte de tiempo de 45 minutos, empezando 30 minutos antes del período bajo análisis hasta el final de dicho período. Corriéndose 22.5 minutos antes de TH.</p>
----------	---

RTED	<p>Según [18, p. 241] RTED es un proceso que utiliza SCED con un horizonte de tiempo de 65 minutos para un total de 12 intervalos de 5 minutos que corre en T-7,5 minutos antes de hora operativa utilizando información de las restricciones de flexibilidad de rampa por medio de la curva de rampa y los límites de los generadores, flujo de potencia, pronóstico de demandas, cambios inesperados información de la red, el pronóstico de demandas de muy corto plazo y tenidos en cuenta en el FNM, factores de cambio y pérdidas producto de la ejecuciones del mercado FMM.</p> <p>Este proceso calcula las reservas operativas disponibles teniendo en cuenta la toma de carga de las unidades, el punto de operación en el que se encuentre la unidad y los tiempos de arranque para los casos de reserva non-spinning con el fin de establecer un programa que optimiza y garantiza los requerimientos de energía y capacidad con control de despacho y priorización de restricciones para liberar la regulación de AGC y garantizar el margen de seguridad con recursos dinámicos y el programa de generación.</p> <p>La información de los compromisos y las recomendaciones para los otros intervalos son publicadas en ADS. Dentro de las instrucciones para el nuevo punto de operación deseado se establecen instrucciones de auto programas, programa, reservas spinning, no spinning y seguidores de carga. Al tratarse de un despacho económico, en él no se llevan a cabo encendido de unidades diferentes a las reservas non-spinning.</p>
STUC	<p>En [16] se presenta la información de STUC como: es un proceso que se ejecuta cada hora, en T- 52,5 minutos para el intervalo (T - 30 A T + 240) minutos, este realiza encendido de unidades utilizando pronóstico de demandas con intervalos de 15 minutos por 5 horas, y realiza compromiso de unidades que tienen un arranque medio y corto que no pueden ser evaluadas por el mercado de FMM, para realizar la optimización copia los precios de la hora operativa para el resto de horas del horizonte de tiempo, los precios utilizados son los establecidos por el mercado FMM. El apagado de unidades está sujeto a que la unidad pueda volver a entrar en línea en el horizonte de tiempo del proceso puesto que este en su análisis no tiene información de las horas posteriores al intervalo bajo estudio [11, p. 240] y los generadores que deben ser encendidos tienen derecho a recuperar su costo de encendido y costo de mínima carga. El objetivo de este proceso es garantizar que existirán las unidades necesarias para satisfacer la restricción de balance de carga-generación. Los servicios auxiliares que se establecen en este mercado tienen una periodicidad de 10 minutos por un tiempo mínimo de aceptación de 30 minutos solo que el tiempo empleado para determinar su aceptación es de 15 minutos. [18, p. 241]</p>
RTMD	<p>RTMD o despacho manual en tiempo real es un proceso que se ejecuta cada 5 minutos a pedido del operador con el fin de despachar recursos dinámicos y unidades de generación, además sirve como respaldo de RTED. [18, p. 264]</p>
RTCD	<p>Como lo describe [18, p. 264], RTCD opera cuando se presentan contingencias de 300 MW o mayores, corre cada 10 minutos con una proyección de carga promediada para este intervalo, en T-15 minutos utilizando SCED con el fin de activar reservas de contingencia y por tanto solo opera con unidades que fueron programadas anteriormente como reservas de contingencia, bien sea spinning o no-</p>

	<p>spinning y utiliza las ofertas de energía para optimizar el despacho. Este programa garantiza seguridad ante restricciones del sistema y por tanto tiene mayor importancia con respecto a otros despachos como los anteriores RTED. debido a prioridad con la que cuenta, puede enviar varias instrucciones en un intervalo, permite el despacho de recursos dinámicos, unidades de generación y el despacho de servicios auxiliares para recursos no dinámicos. Este proceso puede implicar violaciones a las restricciones con el fin de mantener el sistema funcionando. La priorización del despacho es el siguiente: primero reservas spinning y no spinning, con precios de energía de las reservas operativas seguido de ofertas de energía con toma de carga deseada en el momento del incidente.</p>
ALFS	<p>ALFS o sistema automatizado de pronóstico de carga "Es una aplicación basada en redes neuronales avanzadas y modelos de regresión que son diseñadas para capturar interacciones lineales y no lineales entre la carga, el clima y la información del calendario. Este utiliza promedios de 5 minutos de la demanda actual del sistema de administración de energía basado en las entradas de los últimos 3 años para entrenar las redes neuronales. ALFS puede generar un pronóstico para diferentes intervalos de tiempo y horizonte de tiempo." [18, p. 244]</p>

### Apéndice C: Procesos de Mercado de Tiempo Real de NYISO

PROCESOS	DETALLE
RT-AMP	<p>En se describe el proceso de [21, p. 33] RT-AMP como un proceso que mitiga ofertas que pueden ejercer poder de mercado. Dentro de él se tienen en cuenta zonas llamadas <i>Pockets</i> que se caracterizan porque no pueden ser satisfechas en su totalidad a través de las líneas de transmisión de los diferentes nodos que comunican con esta. Su ejecución se realiza cada 15 minutos y en él se llevan a cabo dos pruebas.</p> <p>Prueba de Conducta: Por medio de la comparación de precios de oferta de energía con un estándar que es previamente calculado y por medio del cual se establece si la conducta del generador es apropiada y si no se procede con la prueba de impacto.</p> <p>Prueba de Impacto: Permite identificar si las ofertas que salieron fallidas en la prueba de conducta implican un cambio en el precio LBMP. Para esto se compara con una referencia que es previamente determinada. La realización de esta prueba se realiza comparando el despacho con y sin la oferta que no paso la prueba de conducta. [16] , [18, p. 241]</p>
RTC	<p>En [21, p. 33] se evidencia que RTC funciona en T - 75 minutos de la hora operativa utilizando SCUC, evaluando 10 puntos en el intervalo de tiempo de 15 minutos, con ofertas que son aceptadas hasta antes del cierre del mercado y que serán evaluadas con el fin de comprometer o descomprometer unidades con capacidad de encendido de 15 y 30 minutos, pero también establece seguimiento y control a las unidades que toman más de 30 minutos en encenderse, reprograma las unidades de gas, pero a pesar de esto, el proceso trata de seguir el despacho del día siguiente. Además, establecer sugerencias para las siguientes 2 horas y media. “La optimización es multi-objetivo puesto que su interés es optimizar energía, reservas operativas y regulación en conjunto con el fin de minimizar el costo total de operación para el intervalo bajo análisis.” [21, p. 33] Este proceso también establece disponibilidad de capacidad de las líneas de transmisión para garantizar la seguridad del sistema y como entrada para otros procesos. [21, p. 33]</p>
RTD	<p>En [21, p. 34] se presenta RTD como un proceso que realiza un despacho en T – 7.5 minutos cada 5 minutos de energía, reservas y regulación con el fin de disminuir el costo total de operación y establece un precio para cada uno de los productos. Este proceso no solo determina despacho para los siguientes 5 minutos, establecer una recomendación para los siguientes 4 intervalos de 15 minutos y envía señales de AGC cada 6 segundos. Las ofertas utilizadas tienen forma de curva, siendo estas las mismas a las usadas para el proceso RTC y los resultados son presentados en el MIM, los precios de liquidación serán igualmente nodales para las unidades de generación y zonales para la carga.</p>

RTD-CAM	<p>RTD-CAM o modo de acción de corrección de despacho en tiempo real corre solo cuando es activado por el operador de NYISO, funciona como el RTD con el fin de analizar las restricciones que el operador considera pertinentes para entregar un despacho con una velocidad mayor al RTD. A pesar de ser un despacho permite el encendido de unidades de arranque rápido para garantizar el balance carga-generación. [21, p. 35]</p> <p>RPU: o aumento de reserva tiene un horizonte de tiempo de 10 minutos, como su nombre lo dice establece reservas necesarias para garantizar la operación, puede encender unidades rápidas que pueden actuar dentro del horizonte de tiempo del proceso y opera una vez ocurrido un evento inesperado. [21, p. 35]</p> <p>MGP: o máximo aumento de generación establece y programa a los límites máximo de toma de carga de las unidades de generación a su máxima capacidad para garantizar la seguridad del sistema cuando RPU no pudo cumplir con la tarea, de ser necesario realiza encendido de unidades de generación. [21, p. 35]</p> <p>BASAP-NC: o punto de base tan rápido como sea posible sin compromisos opera igual que un RTD para establecer un despacho de los próximo 5 minutos, y responde a la solución de un evento inesperado como la desconexión de una unidad de generación o un nivel de voltajes por fuera de la banda permitida. [21, p. 35]</p> <p>BASAP-CAN: o punto de base tan pronto como sea posible con compromisos si es necesario, “opera de la misma manera que BASAP-NC pero este sí permite el encendido de unidades con arranque de 10 minutos. “ [21, p. 35]</p> <p><i>Re-Sequencing</i>: El proceso de Re-secuencia opera para volver a un estado normal de operación después de que uno de los procesos de RTD-CAM a operado [21, p. 35]</p>
---------	---